

*Definición del potencial de recursos no convencionales en
shales para la Formación Gachetá, por medio de la
Caracterización y evaluación del contenido de materia
orgánica, espesores y madurez térmica, a partir de registros
de pozo e información geológica disponible para el
Departamento del Casanare.*

Hernán Vásquez Zuluaga

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para obtener el
título de Geólogo.

Director:

César Vásquez H.

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE INGENIERIA

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA TIERRA

MEDELLIN

2015

Tabla de Contenido

AGRADECIMIENTOS.

RESUMEN.

ABSTRACT Y KEY WORDS.

1. GENERALIDADES	Pag.8
1.1. Justificación.	
1.2. Objetivos.	
1.2.1. Objetivo General.	
1.2.2. Objetivos Específicos.	
1.3. Pregunta problema.	
1.4. Problema a Resolver.	
1.5. Hipótesis.	
2. LOCALIZACION	Pag.12
3. MARCO GEOLOGICO	Pag.13
3.1. Evolución Geológica Cuenca Llanos Orientales.	
3.1.1. Paleozoico.	
3.1.2. Mesozoico.	
3.1.3. Cenozoico.	
3.2. Estratigrafía Cuenca Llanos Orientales.	
4. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	Pag.27
4.1. Caracterización de reservorios tipo shales gas/oil.	
5. MARCO TEORICO	Pag.35
5.1. Antecedentes.	
5.2. Técnico Δ Log R.	
6. METODOLOGIA	Pag.43
7. ANALISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES	Pag.61
8. RECOMENDACIONES	Pag.82
9. REFERENCIAS	Pag.84

LISTADO DE ILUSTRACIONES.

- Figura 1.** Tomado de Cooper et al., 1995. Configuración y distribución de las Cuencas sedimentarias colombianas.
- Figura 2.** Tomado de Cooper et al., 1995. Evolución Geológica de CLLO, CVMM y CCO.
- Figura 3.** Cuencas Llanos Orientales: Estratigrafía General de la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Cooper et al., 1995.
- Figura 4.** Tomado de Sarmiento 2011. Estratigrafía de la Cuenca de los Llanos Orientales, Cordillera Oriental y Magdalena medio
- Figura 5.** Tomado de Walls et al., 2010. Clasificación morfológica de las porosidades desarrolladas dentro de las fracciones orgánico de una roca.
- Figura 6.** D.R.P. de un shale, Tomado de walls et al., 2008.
- Figura 7.** Composición mineralógica de diferentes tipos de shales en un diagrama ternario, y la estructura continua de sílice opalino biogénico recristalizado en el shales de Barnett. Tomado de Passey et al., 2010.
- Figura 8.** Modelo de una roca organogénica y la respuesta de la porosidad (sónico), en función de un parámetro
- Figura 9.** Relaciones gráficas para la determinación del contenido orgánico en rocas finas. Tomado de Passey et al., 1979.
- Figura 10.** Comportamiento del registró Sónico, Densidad y Neutrón en presencia de materia Orgánica. Tomado de Passey et al., 1979
- Figura 11.** Localización Pozos trabajo.
- Figura 12.** Localización Correlaciones estratigráficas realizadas para el Departamento del Casanare.
- Figura 13.** Correlación estratigráfica AKERONTES-ZIPA.
- Figura 14.** Correlación estratigráfica DAGUA-ZIPA
- Figura 15.** Correlación estratigráfica TABOGO-ZIPA.
- Figura 16.** Correlación estratigráfica ZENUES-GLAD
- Figura 17.** Modelo litológico para determinar la respuesta del registro Gamma Ray en los shales de la Formación Gachetá.
- Figura 18.** Modelo litofacial de la Formación Gachetá en el Departamento del Casanare.
- Figura 19.** Algoritmo de programación y parámetros base establecidos, para la evaluación conjunta del modelo.
- Figura 20.** Pozo Tierradentro-1. Valoración del contenido orgánico y condiciones base para la implementación de la metodología de Passey et al., (1979).
- Figura 21.** Mapa de reflectancia de vitrinita en R0%, modificado de Aguilera et al., 2010.
- Figura 22.** Mapa de isópacas Fm Gachetá en el Departamento del Casanare.
- Figura 23.** Mapa de espesor total Fm Gachetá, sobre la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Fajardo et al., 2000.
- Figura 24.** Mapa de Shale neto Formación Gachetá
- Figura 25.** Mapa de Riqueza Orgánica en shales de la Formación Gachetá.
- Figura 26.** Mapa de TOC% para Fm Gachetá en la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Aguilera et al., 2010.
- Figura 27.** Cartografía de isocoras de la Formación Gachetá
- Figura 28.** Mapa de resistividad en shales de la Fm Gachetá.
- Figura 29.** Composición mineralógica de la Fm gachetá en el Pozo Muisca-1, a partir del registro "ELEMETAL CAPTURE SPECTROSCOPY" en comparación con algunos reservorios famosos de estados unidos, modificado de Fernandez 2013.
- Figura 30.** Analisis de Isotermas a partir de nucleos de perforación, usado para determinar el "Asorbed Gas-In.Place. Tomado de Farjad, 2007.
- Figura 31.** Relación entre el contenido de gas y el carbono orgánico total (TOC%), evaluado sobre el Antrim Shale en la cuenca de Michigan. Tomado de Decker et al., 1993.
- Figura 32.** Relación entre el contenido de Gas y presion de formacion. Tomado de Jarvie 2012

LISTADO DE TABLAS.

Tabla1: Listado de pozos seleccionados para el área de interés.

Tabla 2. Valores de LOM utilizados a partir de los valores de Ro.

Tabla3. Características de la Formación Gachetá, comparadas con los principales plays tipo shale gas de Estados Unidos.

Tabla 4. Resumen de los parametros de varios shales en Estados Unidos, relevantes para determinar recursos de Gas.

Listado de Anexos.

Anexo 1. Distribución de shale en la Fm Gachetá a partir de los pozos evaluados.

Anexo2. Distribución de shales sobre la Fm Gachetá a partir de los pozos evaluados.

Anexo 3. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Muisca-1.

Anexo 4. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Dagua-1.

Anexo 5. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Tayrona-1.

Anexo 6. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Arguaco-1.

Anexo7. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Kogi-1.

Anexo 8. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Quimbaya-1

Anexo 9. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Zenues-1.

Anexo 10. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Calima-1.

Anexo 11. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Tumaco-1.

Anexo 12. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Tierradentro-1.

Anexo 13. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Tabogo-1.

Anexo 14. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Zipa-1.

Anexo15. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Akerontes-1.

Anexo 16. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Gladius-1.

Anexo 17. Explotación de hidrocarburos no convencionales en Colombia.

AGRADECIMIENTOS:

Agradecimiento especial a PLATINO ENERGY, por el suministro de la información necesaria para poder realizar este proyecto de grado.

A mi padre por su compañía y apoyo a lo largo de todo este camino.

RESUMEN:

*Los reservorios no convencionales tipo shale gas/oil en producción, son rocas organogénicas detríticas de tamaño fino, térmicamente sobremaduras, que evolucionaron a partir de lodos ricos en material orgánico, depositado en ambientes sedimentarios de baja energía como pantanos, ciénagas, lagos, estuarios y ambientes marinos tanto costeros como distales. En la presente investigación se determinó la riqueza orgánica de la Formación Gachetá en el subsuelo del Departamento del Casanare, unidad cretácica compuesta por shales marinos y generadora de hidrocarburos por excelencia de la Cuenca de los Llanos Orientales colombianos, a partir de la metodología desarrollada por Passey et al., (1979) en su trabajo “**A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs**”, para calcular el contenido de materia orgánica, en sedimentos finos, en términos de Carbono Orgánico Total en peso (TOC%W).*

La evaluación realizada a partir de catorce pozos distribuidos en el Departamento del Casanare, determinó que el contenido orgánico de la Formación Gachetá (1.7-3.2%), supera ligeramente los valores de TOC%W mínimos establecidos, para ser catalogada como potencial productora de hidrocarburos no convencionales en reservorios tipo shale gas/oil. No obstante, cabe resaltar que los dos sectores establecidos con mayor potencial, son comparables perfectamente con los yacimientos más importantes de los Estados Unidos en terminos de madurez termica (Reflectancia de vitrinita R_o 0.3-0.7%), espesor sedimentario (50-300m), porosidad (2.0-13%) y presión de yacimiento (3000-6000 psi).

Sin embargo, y pese a los buenos resultados obtenidos, a los sectores de mayor interés, se les atribuyó un potencial moderado a bajo, principalmente por la naturaleza del kerógeno (Tipo II y III) y el potencial de gas original, que no solamente refleja las incertidumbres que aún persisten en el entendimiento general de estos reservorios, sino la ausencia de medidas de laboratorio que hubiesen permitido unas evaluaciones de potencial más precisas.

ABSTRACT.

Fine grained, organic rich source rocks, are the most important unconventional resource, currently in production. Many producing shale gas/oil, are over-mature oil-prone source rock, that through burial and heating, evolve from organic- matter rich mud deposited in marine lacustrine, or swamp environments (Passey et al 2011).

*This investigation evaluated the organic matter content on the Gachetá Formation, along the “Departamento de Casanare” (Casanare state) on the Llanos Orientales Basin in Colombia, throughout the methodology developed by Passey et al., (1979) in their work “**A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs**”.*

Based on the information of fourteen wells, the organic matter richness of the Gachetá Formation (1.7-3.2%) is slightly higher than the minimum TOC%W values required for been an unconventional shale gas/oil resource. Although it's low TOC% response, the Gachetá Formation was found to have an equivalent maturity level (vitrinite reflectance R_o 0.3-0.7%), thickness (50-300m), porosity (2.0-13%) and pressure (3000-6000 psi). to the main shale gas/oil reservoirs on North America.

In spite of the good results, the main sectors, established with the greatest response of the evaluated key characterization parameters, were determined to have a moderate to low potential and viability exploitation as unconventional resources. The organic matter type as well as the original gas in place, not only reflects the uncertainties that still persist in the general understanding of these reservoirs, but to the absence of laboratory measurements that would have enabled more accurate assessments potential.

1. GENERALIDADES.

1.1. Justificación:

La explotación de hidrocarburos representa para Colombia su mayor fuente de ingresos al producir cerca de 1 millón de Barriles/día, con una demanda interna cercana a un tercio de su producción. A pesar del ~~—bon~~ petrolífero por el cual atravesamos, se estima que los 2400 millones de barriles de petróleo y las 7 Teras de pies cúbicos de gas como recursos no renovables con los que cuenta el país, alcanzarán para menos de 7 y 15 años respectivamente (ANH 2014). La creciente demanda del recurso natural, al igual que la escasez de nuevos campos petrolíferos con grandes reservas probadas, obligan a dar una mirada a la posibilidad de explotación de hidrocarburos no convencionales como futuros objetivos exploratorios.

Dentro de las posibilidades potenciales, se encuentra la Formación Cretácea Gachetá, o también llamada Formación Chipaque, depositada durante un evento de **“highstand System Track”** constituida por shales y lodolitas de plataforma, intercaladas con bancos de Arenas limpias (Ecopetrol & Beicip, 1995). Esta Formación hace parte de varios sistemas petrolíferos convencionales, como el sistema Gachetá-Barco, Gachetá-Mirador o el sistema Gacheta-Une. Sin embargo un análisis del sistema Gacheta-Gacheta desde un punto de vista no convencional, podría arrojar buenos resultados, que sirvan como base para futuros trabajos exploratorios enfocados al desarrollo de la explotación de hidrocarburos no convencionales en el país.

1.2. Objetivos.

1.2.1. Objetivo General.

- ❖ Definir el potencial de recursos no convencionales en shales para la Formación Gachetá, por medio de la Caracterización y la evaluación del contenido de materia orgánica, espesores y madurez térmica, a partir de registros de pozo y bibliografía geológica disponible para el departamento del Casanare.

1.2.2. Objetivos Específicos.

- ❖ Desarrollar una herramienta de consulta para determinar zonas con mayor potencial a partir de la investigación y recopilación de información técnica disponible sobre la formación Gachetá y su desarrollo en la Cuenca de los Llanos Orientales.
- ❖ Obtener y localizar en un —~~S~~” (sistema de información geográfica) aproximadamente 14 pozos ubicados en el Departamento del Casanare, que cumplan con los requisitos de profundidad establecidos para la Formación Gachetá.
- ❖ Obtener los registros convencionales para los 14 pozos previamente seleccionados.
- ❖ Determinar el tope y la base de la Formación Gachetá, Une y Guadalupe, a partir de registros de pozo e información geológica disponible.
- ❖ Establecer correlaciones estratigráficas para la Formación Gachetá entre los pozos seleccionados, utilizando como Datum estratigráfico la Formación Guadalupe.
- ❖ Realizar un mapa de isópacas para la Formación Gachetá, utilizando programas especializados (—~~Geo~~Graphix”).

- ❖ Realizar un modelo litofacial para Formación Gachetá, a partir del control litológico del registro de rayos gamma, para el Departamento del Casanare.
- ❖ Determinar el parámetro espesor neto de shale a espesor total (**Net to Gross**), para la Formación Gachetá.
- ❖ Realizar una cartografía del contenido neto de shales en la Formación Gachetá, Utilizando programas especializados (GeoGraphix”).
- ❖ Realizar una cartografía de la madurez térmica para la Formación Gachetá, en función del parámetro **“Level of Organic Metamorphism” (LOM)**, partir de datos de reflectancia de la vitrinita publicados por Aguilar et al., (2010).
- ❖ Aplicar la metodología propuesta por Passey et al., (1979) en su trabajo **“A PRACTICAL MODEL FOR ORGANIC RICHNESS FROM POROSITY AND RESISTIVITY LOGS”**. para calcular el contenido de materia orgánica en los shales de la Formación Gachetá en el sector del Casanare.
- ❖ Realizar una cartografía del contenido de materia orgánica, en los shales de la Formación Gachetá, con base a los registros de los 14 pozos seleccionados y aplicando la metodología de Passey et al., (1979).
- ❖ Realizar una cartografía de la resistividad promedio en shales, para la Formación Gachetá.
- ❖ Determinar la composición mineralógica del pozo Muisca-1, a partir del registro especializado **“Elemental Capture Spectroscopy”**.
- ❖ Determinar la porosidad total de los shales de la Formación Gachetá, a partir del registro de densidad.
- ❖ Comparar el contenido de materia orgánica, madurez térmica, porosidad y espesor sedimentario de la Formación Gachetá, con los principales yacimientos no convencionales de Estados Unidos en producción.

- ❖ Establecer sectores con mayor potencial para la explotación de hidrocarburos no convencionales tipo shale gas/oil en el Departamento del Casanare.

1.3. Pregunta Problema.

¿Es el contenido de materia orgánica, espesor y madurez térmica de los shales de la formación Gacheta suficiente para existir potencial de producción de hidrocarburos no convencionales?

1.4. Problema a Resolver.

El problema a resolver en este proyecto de grado, es determinar si los shales de la Formación Gachetá presentan o no, concentraciones importantes de Materia orgánica y cómo está distribuida a lo largo de la región del Casanare. Siempre buscando un punto de equilibrio óptimo entre la mayor concentración orgánica, mejor desarrollo de espesores sedimentarios y una evolución térmica adecuada, que permitan establecer un potencial de reservas de hidrocarburos no convencionales.

1.5. Hipótesis.

La Formación Gachetá, además de ser una equivalente lateral con la Formación la Luna (formación que más ha generado hidrocarburos en el mundo entero), es la roca generadora de hidrocarburos por excelencia en la Cuenca de los Llanos Orientales colombianos (Villamil 2002). Por tal motivo, y en la medida que se encuentren dentro de la ventana de generación de hidrocarburos, los shales marinos de la Formación Gachetá, podrían presentar condiciones favorables para la prospección de hidrocarburos no convencionales tipo shale gas/oil.

2. LOCALIZACION.

El área de estudio, comprende específicamente el Departamento del Casanare ubicado dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales (Llanos Basin) colombianos Figura 1.

En términos geológicos, la Cuenca de los Llanos Orientales (CLLO) se encuentra limitada hacia el Oeste, por el sistema de fallas inversas del piedemonte llanero, mientras que el escudo de Guyana se presenta como su límite Oriental. Hacia el Norte, el Arco de Arauca separó estructuralmente la CLLO, de las cuencas venezolanas a comienzos del Cenozoico, y finalmente, es el arco de Vaupés en conjunto con la Serranía de la Macarena con sus rocas metamórficas paleozoicas las que sirven como límite Sur de la CLLO. (Cooper et al., 1995)

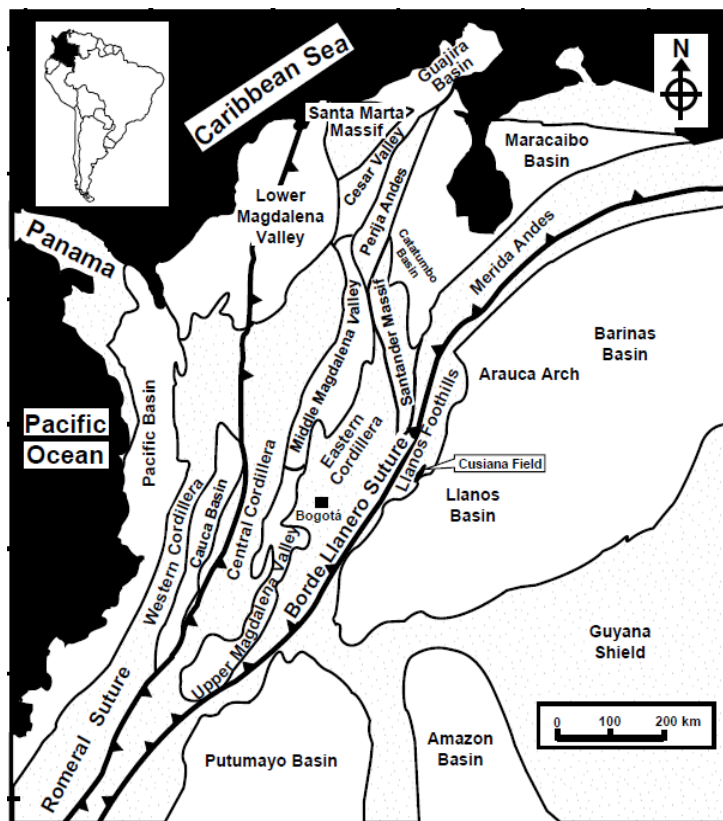


Figura1. Tomado de Cooper et al., 1995. Configuración y distribución de las Cuencas sedimentarias colombianas.

3. MARCO GEOLÓGICO.

La Formación Gachetá, corresponde a una unidad de roca ampliamente distribuida en el flanco este de la Cordillera Oriental, que recibe diferentes nombres dependiendo de su localización, generando así, confusión en su entendimiento regional. La Formación Gachetá, es la equivalente lateral de la Formación la Luna, pero descrita en la Cuenca de los Llanos Orientales; se extiende desde la parte central del Ecuador donde es llamada Formación Chonta, y está ampliamente distribuida en Colombia donde se le conoce como Grupo Villeta, y Formaciones Chipaqué, Gachetá, La Luna y San Rafael (Villamil 2002). Se extiende hacia el occidente de Venezuela, donde se llama La Luna y Capacho al norte del piedemonte-sur de los Andes de Mérida y es denominada Navay en las cuencas de Barinas-Apure y Guanare. Hacia el Oriente del vecino país se le conoce como Formación Querecual, al igual que en Trinidad y Tobago donde su equivalente es llamada Naparima Hill; en la Guyana se le conoce como Suriname, y llega hasta el norte de Brasil donde carece de mucha importancia desde un punto de vista petrolífero por estar fuera de la ventana de generación de hidrocarburos. (Villamil 2002).

En éste trabajo, se usa el nombre de Formación Gachetá descrita por Miller (1972), siguiendo la nomenclatura utilizada en la Cuenca de los Llanos Orientales, pero cabe resaltar que el nombre correcto es Formación Chipaqué, descrita por Hubach (1937) y redefinida por el mismo autor en 1957.

Paleoambientalmente, la Formación Gachetá fue depositada bajo condiciones extremas en una época cuando la paleogeografía era muy diferente a la actual. Hace aproximadamente 94 Ma, las dorsales oceánicas comenzaron a aumentar su velocidad de generación de corteza oceánica en todo el planeta. Tres puntos focales principales se desarrollaron, uno cerca a la actual isla de Borneo, otro, al margen Este de la India, y el más grande y de mayor impacto en lo que ahora es el mar Caribe (Villamil 2002). El exceso de corteza oceánica juvenil (menos densa

y con mayor volumen) fue lo que generó el desplazamiento de la masa de agua, sin mencionar que la temperatura global promedio era mayor a los 14°-15°C actuales, por lo que el factor volumétrico de expansión térmica también colaboró para el desarrollo de la transgresión marina que duraría unos 14 Ma. (Villamil 2002). Durante el depósito de la Formación Gachetá, no existían los casquetes polares, la circulación oceánica tenía un patrón cíclico en sentido vertical dominado por la evaporación ecuatorial, a diferencia de la circulación horizontal actual. La poca circulación, y las altas temperaturas, disminuían la capacidad del agua para transportar oxígeno disuelto, por lo que el ambiente reductor del mar (bajo en O₂ y rico en H₂S), favoreció la preservación de la materia orgánica y desarrolló estas potentes secuencias sedimentarias de color oscuro intenso, ampliamente distribuidas por todo el norte de Suramérica y el mundo entero (Villamil 2002).

3.1. Evolución geológica Cuenca Llanos Orientales

La Cuenca de los Llanos Orientales (CLLO), es una cuenca ante-país de gran extensión que subyace los departamentos colombianos de Arauca, Casanare, Meta y Vichada. Geográficamente se encuentra limitada hacia el Este y Norte por Venezuela, en el Oeste se encuentra la Cordillera Oriental, y finalmente hacia el Sur, por los Departamentos del Guaviare y Guainía.

La evolución geológica de la Cuenca de los Llanos Orientales (CLLO), está estrechamente ligada a la evolución tanto de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM) como de la Cuenca de la Cordillera Oriental (CCO), Durante todo el Mesozoico hasta mediados del Cenozoico, la CLLO, hacía parte de una mega cuenca sedimentaria al igual que la CVMM y CCO (Cooper et al., 1995). Pero fue su evolución geológica y configuración tectónica a lo largo del tiempo, lo que terminó fragmentándola, dando paso a su distribución actual.

3.1.1. Paleozoico.

Pese a la escasa información con la que se cuenta, es ampliamente aceptada la idea de una Gran Cuenca sedimentaria (CLLO, CVMM, CCO) que tuvo sus orígenes en un mar epicontinental somero, depositado sobre “grabens” extensionales desarrollados sobre basamento cristalino precámbrico (Ecopetrol & BEICIP, 1995). No se conoce con detalle dicha evolución, pero con base a pozos exploratorios (Rancho Hermoso-2P en el cual se describen rocas metamórficas. Al igual que en Dorotea-1, Stella-1 y Joly-1) que alcanzaron el paleozoico, por lo menos localmente (Llanos Orientales) se lograron identificar dos ciclos sedimentarios seguidos por eventos deformacionales. Uno ubicado entre el Cambro-Ordovícico y el otro en el Devónico-Carbonífero-Pérmico (Vásquez 2008).

3.1.2. Mesozoico.

Durante el Triásico hasta el Cretáceo tardío, la región occidental de la cuenca sedimentaria, fue dominada por un “rift” con el desarrollo de un sistema de fallas normales, inicialmente relacionado con la separación de Norteamérica y Suramérica en la ruptura de Pangea, al igual que con el desarrollo de una cuenca de “back-arc” producto del proceso de subducción que se desarrollaba a lo largo del margen Occidental de Colombia (Sarmiento 2011) figura 2. Los cuerpos plutónicos jurásicos, ubicados a lo largo de la Cordillera Central, son los remanentes de este arco magmático.

A diferencia de los depósitos “sin-rift” y marinos, que se acumulaban a medida que se generaba espacio de acomodación a partir de la subsidencia térmica en el flanco Occidental de la Cuenca Sedimentaria, la CLLO estaba por fuera de la zona de influencia de la cuenca “back-arc”, su deformación era mínima y se ubicaba relativamente más alto en comparación a las actuales cuencas CVMM y CCO. Por lo que su sedimentación marina en el Cretáceo temprano era limitada,

y el aporte continental proveniente del escudo de Guyana desde el Este era mucho mayor (Cooper et al., 1995).

Hacia comienzos del Cretáceo tardío el aumento del nivel del mar alcanzó su máxima superficie de inundación (Santoniano 85 Ma) (Villamil 2002). La sedimentación continental en la CLLO desapareció, para dar paso a un mar epicontinental somero con baja circulación de oxígeno disuelto en el agua, depositando de esta forma la roca generadora de hidrocarburos por excelencia de la Cuenca de los Llanos Orientales (Fm Gachetá).

El Cretáceo termina con la acreción de un terreno aloctono de afinidad oceánica, sobre la margen occidental colombiana (sarmiento 2011). Los esfuerzos distensivos producto de la cuenca —Bak-arc”, desaparecieron para dar paso a un régimen tectónico compresional. La Orogenia Andina se intensificó obligando al mar a retroceder, dando paso de nuevo a la sedimentación continental (sarmiento 2011).

3.1.3. Cenozoico.

Durante el Cretáceo tardío hasta el Paleoceno temprano, el régimen compresional terminó por deformar y levantar finalmente la Cordillera Central, dando paso al desarrollo de una cuenca de ante-país en lo que hoy se ubica el CVMM, CCO y CLLO (Cooper et al., 1995, Horton et al., 2010). Esta deformación aunque restringida a la Cordillera Central y Occidental, marcó un cambio significativo en los ambientes de depósito de las cuencas sedimentarias, que desde el Cretáceo temprano, habían estado dominadas por facies marinas, a excepción de los ambientes costeros del escudo de Guyana (Van der Hammen 1961).

Durante el Eoceno Medio, se produjo la migración hacia el Este del frente orogénico, que terminó deformando principalmente la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, desarrollando pliegues con vergencia al Este, y fallas de cabalgamiento en las secuencias sedimentarias. Sin embargo no fue sino hasta la acreción del terreno Chocó también en el Eoceno Medio (Duque-Caro, 1990) que comenzó a desarrollarse la orogenia de la Cordillera Oriental, con su mayor pulso

de levantamiento hace 10 Ma, con la colisión de Panamá con Suramérica y el cierre del istmo de Panamá (Cooper et al., 1995).

El levantamiento final de la Cordillera Oriental y su ambiente tectónico compresivo, terminó por invertir la polaridad de los sistemas cenozoicos de fallas normales, para dar paso al desarrollo del sistema de fallas inversas típico del piedemonte llanero (Sarmiento 2011). Una vez en marcha el desarrollo de la orogenia andina Oriental, la Cuenca sedimentaria terminó fragmentándose en pequeños compartimientos con evoluciones geológicas diferentes, y se establecieron propiamente las cuencas del Valle Medio del Magdalena, y Cordillera Oriental, y finalmente la Cuenca independiente de los Llanos Orientales. Figura 2, (Cooper et al., 1995).

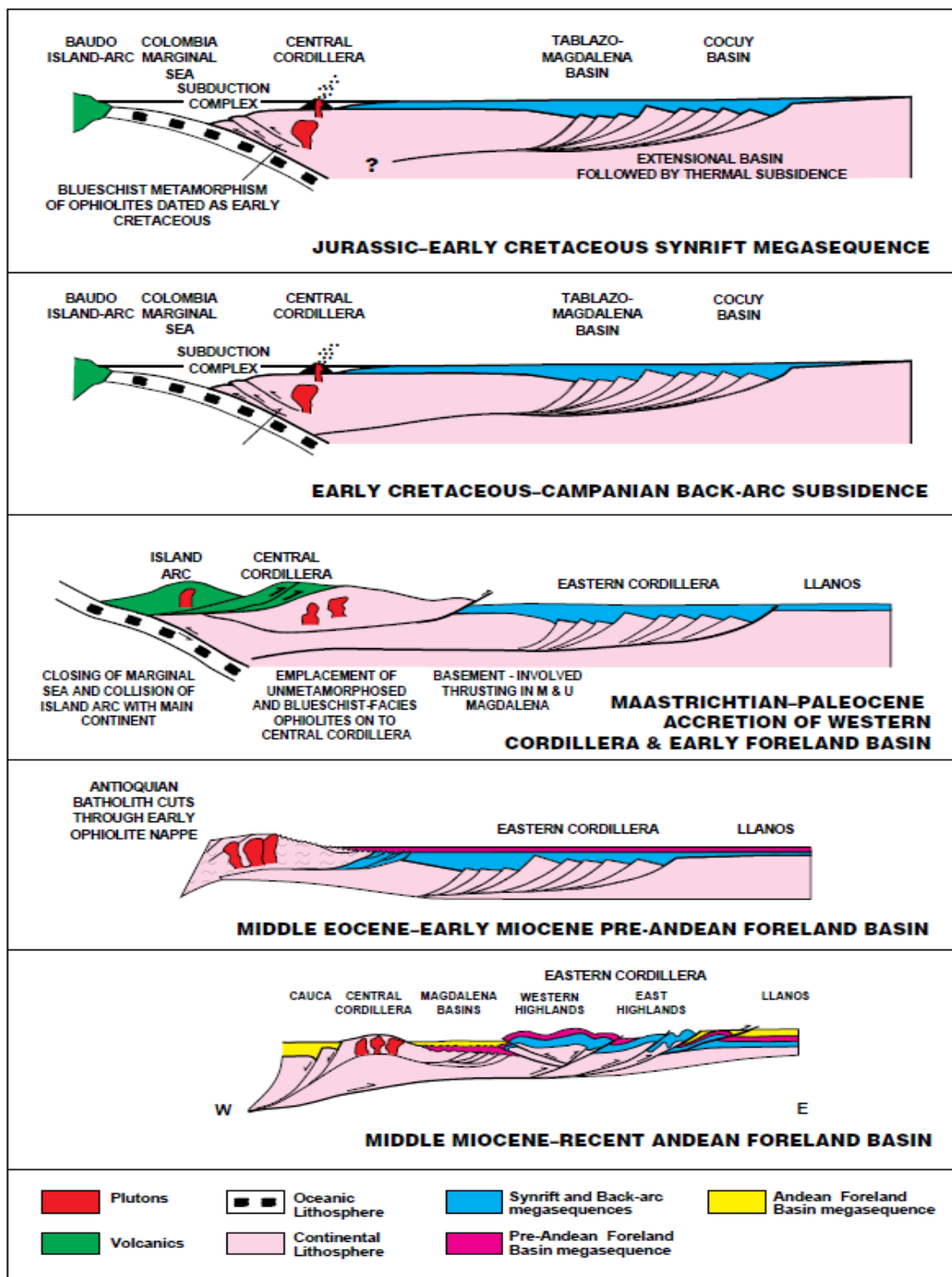


Figura 2. Tomado de Cooper et al., 1995. Evolución Geológica de CLLO, CVMM y CCO.

3.2. *Estratigrafía de la Cuenca de los Llanos Orientales.*

Como se puede ver en las Figura 3 y 4, la cobertura sedimentaria de la Cuenca de los Llanos Orientales está constituida por sedimentos (lodolitas y areniscas) de edad Paleozoico Inferior, probablemente Cambro-Ordoviciano, sobre los cuales reposan discordantes las Areniscas Inferiores, también denominadas Formación Ubaque/Une, de edad Cretáceo, cubiertas a su vez por una secuencia de shales oscuros con delgadas intercalaciones de areniscas que conforman la Formación Gachetá, y por las areniscas de la Formación Guadalupe. Discordante sobre la Formación Guadalupe se encuentran las areniscas de la Formación Mirador de edad Eoceno, aunque también es probable que las areniscas basales de la Formación Carbonera (Unidad C-7), se encuentren directamente discordantes, sobre la Formación Guadalupe (C&C Energy 2008). La Formación Carbonera está constituida por las unidades C-1 a C-7, de tope a base, siendo las unidades C- 1, C-3, C-5 y C-7 de carácter predominantemente arenoso, y las unidades C- 2, C-4 y C-6 de tipo finogranular. La Formación Carbonera tiene una edad desde Eoceno Superior hasta Mioceno, y está cubierta por el Shale de León. La Formación Guayabo, de carácter arenoso predominantemente, reposa sobre el Shale de León, y por último, los sedimentos recientes de origen fluvial de la Formación Necesidad completan la secuencia sedimentaria en la Cuenca de los Llanos Orientales. El espesor máximo de esta secuencia, entre los sedimentos recientes y el tope del Paleozoico, se estima en unos 8500 pies (C&C Energy 2008).

La Geología Histórica de la Cuenca se puede dividir en tres ciclos depositacionales; Paleozoico-Triásico, Cretáceo-Paleoceno y Eoceno-Reciente. El primero y más antiguo se relaciona principalmente con el evento sedimentario marino Ordoviciano (Ecopetrol & Beicip, 1995) muy bien documentado en varios pozos de la cuenca. El espesor de esta secuencia no es conocido pues solamente unos pocos pozos han perforado la totalidad del Paleozoico. Hacia la parte norte, en el Arco de Arauca, se estiman espesores mayores a los 20.000 pies, mientras que en otras partes esta secuencia puede tener un espesor aproximado de 2000

pies. En algunos pocos pozos existen evidencias de sedimentos Devonianos y Triásicos, seguramente relictos de un periodo, Pre-Cretáceo, de fuerte erosión y peneplanización (Vásquez 2008).

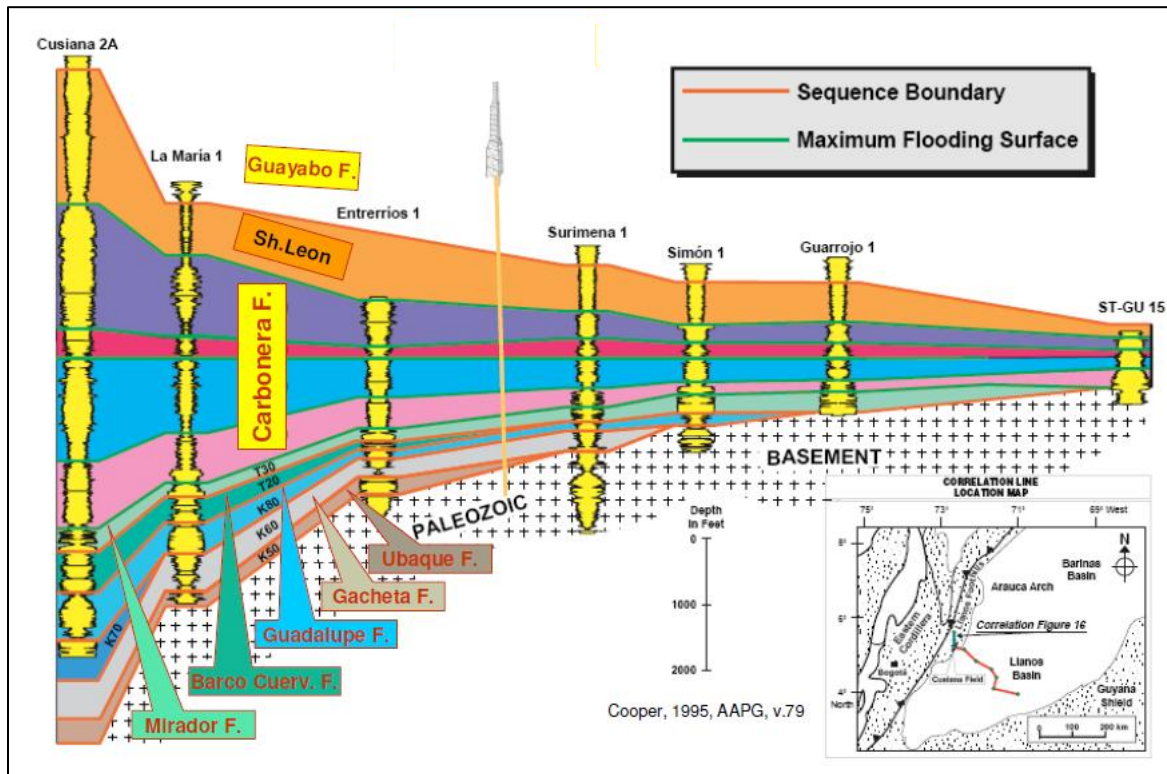


Figura 3. Cuencas Llanos Orientales: Estratigrafía General de la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Cooper et al., 1995.

El segundo ciclo depositacional se inició durante el Cenomaniano-Albiano, con una importante transgresión marina procedente de la Cuenca de Apure al norte de los Llanos orientales, que rápidamente cubrió toda la cuenca, incluyendo las zonas de la actual Cordillera Oriental y el Arco del Vaupez (Vásquez 2008). La Formación Gacheta contiene la máxima superficie de inundación de este ciclo sedimentario, el cual culmina con un importante evento erosivo que no solamente desplazó hacia el occidente el límite de esta secuencia, sino que eliminó parte del registro sedimentario especialmente el correspondiente al Paleoceno y Eoceno, representados en las Formaciones Barco y Cuervos, cuya distribución actual se limita hacia las partes más occidentales de la cuenca (Ecopetrol & Beicip, 1995). Durante este ciclo no solamente se dieron las condiciones favorables para la formación de potenciales reservorios de hidrocarburos, sino para acumulación de

sedimentos ricos en materia orgánica de calidad adecuada para la generación de hidrocarburos, especialmente hacia la parte occidental en territorios de la actual Cordillera Oriental y su piedemonte (Ecopetrol & Beicip, 1995).

El tercer y último ciclo sedimentario se inicia en el Eoceno tardío con la depositación de la Formación Mirador, areniscas transgresivas, y la Formación Carbonera que contiene evidencias de varias inundaciones marinas, aunque probablemente la más importante de ellas dio origen al Shale de León (sello regional de CLLO) durante el Mioceno Medio a tardío. Durante este último periodo se presentan los primeros indicios definitivos del último levantamiento de la Cordillera Oriental, el cual da origen a la sedimentación tipo molásica de la Formación Guayabo. (Ecopetrol & Beicip, 1995).

Precámbrico:

Los únicos reportes existentes, sobre las características de las rocas pre-Cambro-Ordovicianas en la Cuenca de los Llanos Orientales, provienen de unos pocos pozos que lograron atravesar el Paleozoico como; Rancho Hermoso-2P en el cual se describen rocas metamórficas. Al igual que en Dorotea-1, Stella-1 y Joly-1 donde se han perforado rocas cristalinas de basamento muy relacionado con el Escudo de la Guayana (Sarmiento 2011).

Paleozoico:

De la estratigrafía en el Paleozoico en Cuenca de los Llanos Orientales, Hacia el sector del Macizo de Quétame en la Cordillera Oriental, se tiene registro sedimentario a partir del Cámbrico, con los metasedimentos del Grupo Quétame, compuesto por calizas dolomíticas, lodolitas verdes, lodolitas calcáreas, cuarcitas, conglomerado, lavas almohadilladas y presencia de Graptolitos hacia la parte superior de la secuencia (Ecopetrol & Beicip, 1995).

En la Sierra de la Macarena, el Grupo Guejar está compuesto completamente por lodolitas y calizas, que localmente poseen fósiles Cámbricos. Por lo que la presencia de un mar epicontinental somero conectado con el Proto-Océano

Pacífico desarrollado sobre —bens” extensionales, se interpreta como su ambiente depósito (Ecopetrol & Beicip, 1995).

Hacia finales del Ordovícico una deformación a partir de un metamorfismo de bajo grado, relacionado con la Orogenia Caledoniana, terminó produciendo un levantamiento gradual, seguido por fuertes procesos erosivos, que terminaron borrando gran parte del registro Geológico Paleozoico de CLLO (Ecopetrol & Beicip, 1995). Al mismo tiempo la depositación continental dominó produciendo dos secuencias sedimentarias, una del Silurico-Devonico y la otras Carbo-Pérmica correspondiente al Grupo Farallones los cuales sufrieron los efectos de la Orogenia Hercínica en el Pérmico y con ella el final del Paleozoico. (Ecopetrol & Beicip, 1995).

Cretáceo:

Formación Une.

También conocidas como Formación Ubaque o Areniscas Inferiores, constituyen la base del Mesozoico en la Cuenca de los Llanos Orientales. Su espesor varía entre 150 y 250 pies. Están constituidas por areniscas de composición cuarzoarenita a litoarenita, con contenido de matriz bajo a moderado, organizadas en capas gruesas de hasta 40-50 pies de espesor, intercaladas con delgadas capas de shales limosos y arcillosos, silíceos, de color gris oscuro a negro (C&C Energy 2008). Estas areniscas correlacionan con la Unidad K-2 de los Campos Castilla, Suria, Apiay, y con las Formaciones Une o Ubaque de la cordillera Oriental. Estas areniscas se depositaron durante el Senoniano, en ambientes marinos costeros con influencia fluvial y deltáica. Su relación con el infrayacente Paleozoico Inferior es discordante, y concordante con la suprayacente Formación Gacheta. (C&C Energy 2008).

Formación Gachetá.

En ocasiones también se denomina Formación Chipaque o K-1 en el área de Apiay hacia el sector del Meta. Su espesor varía entre 200 y 500 pies, y está constituida principalmente de shales negros a gris oscuros, arcillosos, silíceos, ricos en materia orgánica, con delgadas intercalaciones de hasta 10-15 pies de espesor de areniscas de grano fino a medio, normalmente arcillosas y calcáreas. Esta formación de edad Turoniano-Senoniano, correlaciona con la Formaciones La Luna y Conejo, fue depositada en ambientes marinos anóxicos y se le considera como la roca generadora de los hidrocarburos por excelencia de la Cuenca de los Llanos Orientales. Sus relaciones verticales con las Formaciones Une y Guadalupe son concordantes. (C&C Energy 2008).

Formación Guadalupe.

Areniscas de 200 a 400 pies de espesor de composición cuarzoarenita a sublitoarenita, generalmente libres de matriz arcillosa, de grano fino a medio, ocasionalmente conglomeráticas, con intercalaciones finas de shales gris oscuros. Estas areniscas marcan el final de la sedimentación marina del cretáceo, y fueron depositadas en ambientes costeros a transicionales. Se relaciona concordantemente con la Formación Gacheta, pero discordante con la suprayacente Formación Mirador o Formación Carbonera ya sea el caso. (C&C Energy 2008).

Terciario:

Formación Mirador.

La Formación Mirador de Edad Eoceno se encuentre discordante sobre La Formación Guadalupe de edad Maastrichtiano. Hacia la parte más oriental de la cuenca no se espera la presencia de esta unidad estratigráfica. La Formación Mirador está constituida por areniscas, generalmente de composición cuarzoarenita, limpias, cuyo espesor puede alcanzar los 50 pies, en capas individuales no mayores de 10 pies de espesor, separadas por delgadas capas de

shales limosos o limolitas. Esta formación se depositó en ambientes deltáicos con fuerte influencia fluvial. (C&C Energy 2008).

Formación Carbonera.

Consiste de una serie de paquetes con predominio de shales gris verdosos, intercalados con estratos en los cuales predominan las areniscas de grano fino a medio, a veces arcillosas, y a veces glauconíticas. Hacia la base de la formación se han reportado intercalaciones de carbones. Esta formación se ha subdividido en ocho unidades, de tope a base, denominadas C-1 al C-8, siendo las impares, predominantemente arenosas, y arcillosas las pares. Existen evidencias de influencia continental y marina, razón por la cual su ambiente sedimentario se considera marino a lagunar con influencia continental. La edad de esta formación varía de Oligoceno Inferior a Mioceno en su parte más superior. La base de la formación puede ser concordante sobre la formación Mirador o discordante sobre la Formación Guadalupe. En ocasiones, unidades más recientes de la formación Carbonera (C-7. C-5, etc.), reposan discordantes sobre la Formación Guadalupe. Su relación con la suprayacente Formación Leon, se considera concordante. Su espesor varía de 1200 a 1900 pies. (C&C Energy 2008).

Formación León.

La Formación León o el shale de León, consiste en una secuencia de shales gris verdosos, arcillosos, ocasionalmente limosos, silíceos, que representan el último evento marino transgresivo de la Cuenca de los Llanos Orientales ocurrido durante el Mioceno. Esta unidad estratigráfica tiene un espesor de 700 a 800 Ft, y conforma el sello regional de los sistemas petrolíferos de la Cuenca de los Llanos Orientales. (C&C Energy 2008).

Formación Guayabo.

Gruesos paquetes de areniscas y conglomerados con arcillolitas rojizas, de 4000 a 6000 pies de espesor, de origen molásico, resultado del levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Mioceno. (C&C Energy 2008).

Formación Necesidad.

Depósitos recientes, principalmente arenas y gravas de origen fluvial resultado de los procesos Sedimentarios a lo largo de la Cuenca de los Llanos Orientales. (C&C Energy 2008).

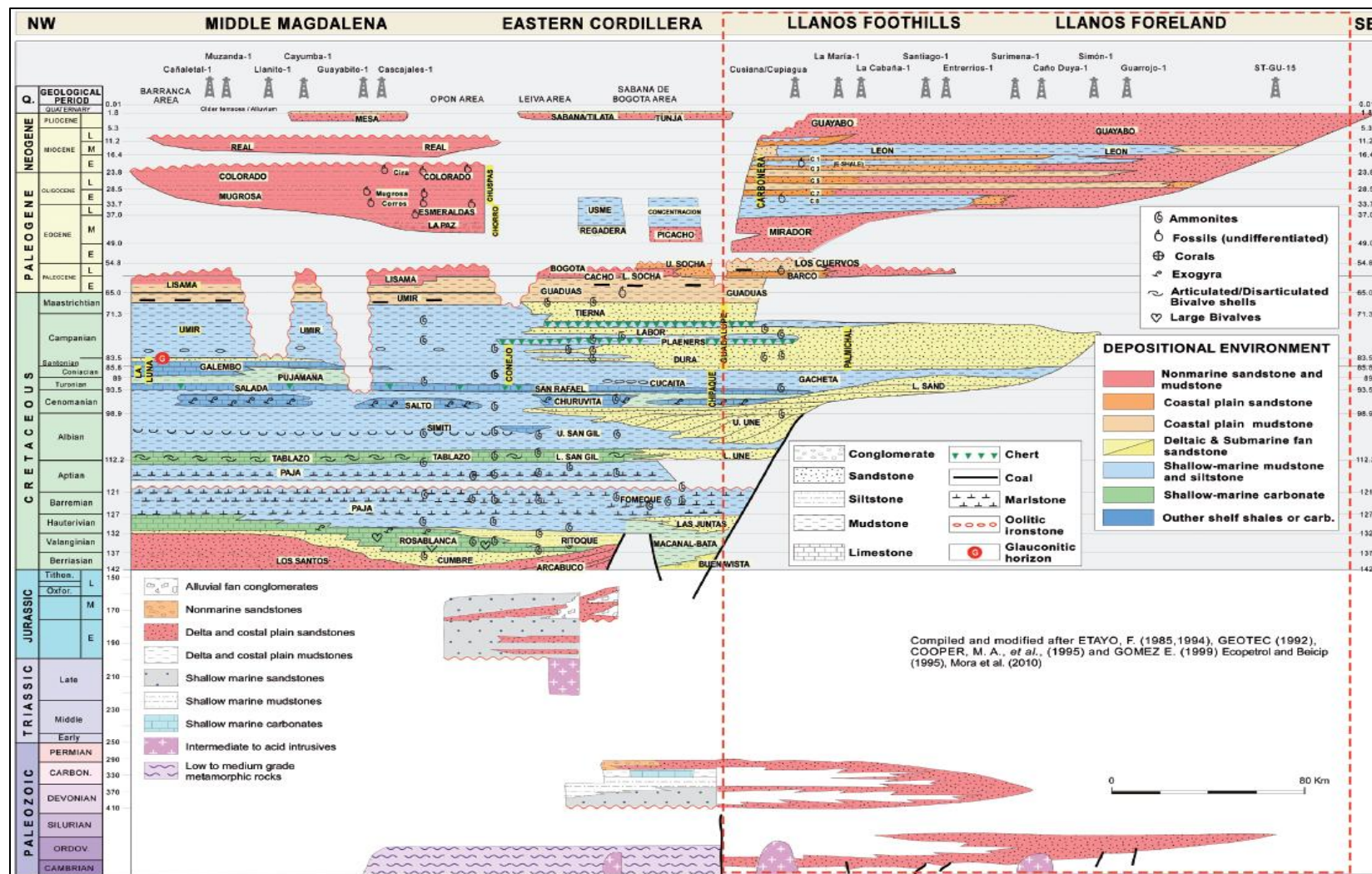


Figura 4. Tomado de Sarmiento 2011. Estratigrafía de la Cuenca de los Llanos Orientales, Cordillera Oriental y Magdalena medio

4. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.

Los hidrocarburos no convencionales, como su nombre lo indica, son todas aquellas acumulaciones de gas o aceite, que no corresponden a reservas económicas en un sistema petrolífero tradicional (roca madre, madurez térmica, migración, reservorio, trampa, sello y preservación).

Los hidrocarburos no convencionales contemplan: Gas de Areniscas de baja permeabilidad (***Tight Gas Sands***), Petróleo en rocas de baja permeabilidad (***Low Perm Oil***), Gas o Petróleo en Shales (***shale gas y shale oil***) y petróleo pesado (***Heavy Oil***). Además de los diferentes recursos explotados a cielo abierto como las Arenas Bituminosas (***Tar Sands***), petróleo súper pesado, (***Extra Heavy Oil***), gas de mantos de carbón (***Coal Bed Methane***) y los hidratos de metano (IAPG 2012).

Para el contexto específico colombiano, la presencia de hidrocarburos no convencionales contempla hasta el momento; las Arenas Bituminosas del Putumayo y Caquetá, el gas de manto de carbón a lo largo de la Guajira, Boyacá y Antioquia, los hidratos de metano en los márgenes continentales de pacífico y Caribe, y el gas y aceite en shales principalmente en la Cuenca de los Llanos Orientales y el Valle Medio e inferior del Magdalena (Betancourt 2014).

4.1. Caracterización de reservorios tipo shale gas/oil.

Los hidrocarburos no convencionales tipo shale gas/oil, son acumulaciones de hidrocarburos que quedaron atrapados en rocas fino-granulares debido a su permeabilidad extremadamente baja. Es importante mencionar que los reservorios tipo shale gas/oil catalogados como no convencionales, corresponden en la mayoría de los casos a la misma roca generadora de los sistemas petrolíferos convencionales. Esto significa que la mayoría de cuencas sedimentarias que tengan establecido un potencial hidrocarburífero convencional, en teoría también deberían tener un potencial de

explotación de hidrocarburos no convencionales, sin mencionar que en términos de reservas, podrían superar significativamente los recursos convencionales.

Actualmente todos los reservorios tipo shale gas/oil, son rocas organogénicas detríticas de tamaño fino a muy fino, depositadas en ambientes sedimentarios de baja energía como; pantanos, ciénagas, lagos, estuarios y ambientes marinos tanto costeros como distales (Passey et al., 2010). La materia orgánica (MO) es preservada en el momento que encuentra un punto de equilibrio óptimo entre las diferentes variables bióticas intrínsecas en los diferentes ecosistemas naturales. Estas variables contemplan; agentes oxidantes como el oxígeno, los sulfatos, nitratos y el hierro, el tiempo de exposición que sufre la MO a estos agentes oxidantes, la presencia de organismos y microorganismos ocurrentes en los biomas que metabolizan y se alimentan de la MO, al igual que su dilución, tanto por aportes clásticos de origen terrígeno, como por sílica y carbonatos de origen biogénico (Passey et al., 2010).

Por tal motivo la riqueza orgánica de una roca, estará determinada por la relación entre la tasa orgánica de producción, la destrucción de esta materia orgánica y su dilución, expresada matemáticamente a través de la relación:

$$\textbf{Riqueza organica} = \textbf{Producción} - (\textbf{Destrucción} + \textbf{Dilución})$$

(Passey et al., 2010)

Sin embargo cabe resaltar que cada variable en la ecuación anterior, tiene parámetros independientes y muchas veces más complicados de lo que parece:

$$\textbf{Producción} = f(\text{tasa de nutrientes disponibles}) * [f(\text{tasa de energía solar}) + f(\text{cantidad de agua disponible en el sistema})]$$

Destrucción = f (producción de MO) + f (tiempo de exposición de agentes oxidantes) – f (tasa de aportes clásticos < tasa de enterramiento).

Dilución = f (tasa de aportes clásticos > tasa de enterramiento) + f (producción biogénica de sílica y carbonatos).

(Passey et al., 2010)

Potentes secuencias sedimentarias ricas en materia orgánica se encuentran distribuidas en todo el mundo, sin embargo difícilmente son en su totalidad aprovechables económicamente. Esto se debe a que la riqueza orgánica, maneja gran variabilidad vertical, dado que los shales y demás rocas sedimentarias detríticas de tamaño fino, al estar sujetas a procesos diagénéticos y de compactación, suelen albergar miles o incluso millones de años en secciones condensadas, por lo que las condiciones paleo-ambientales suelen cambiar mucho más rápido en relación al desarrollo del espesor sedimentario, y de esta forma, su riqueza orgánica.

La unidad básica para estudiar y caracterizar los reservorios tipo shales gas/oil son las parasecuencias. Una parasecuencia es una sucesión de rocas o estratos sedimentarios, relativamente conformables, genéticamente relacionadas, las cuales suelen estar limitadas por inconformidades (sequence boundaries) o sus superficies correlativas equivalentes (Passey et al., 2010).

Las parasecuencias se desarrollan en diferentes ambientes depósito, por lo que su riqueza orgánica y su variabilidad también van a estar determinados en función de donde se encuentren. A manera de ejemplo se puede decir que en ambientes marinos proximales, donde el aporte de sedimentos terrígenos genera una gran dilución de la materia orgánica, las parasecuencias suelen ser más ricas en TOC% hacia la base de la secuencia, con una disminución progresiva hacia el tope. Mientras que en ambientes

distantes, donde el aporte clástico es mínimo, y la producción orgánica es mayor, las parasecuencias suelen enriquecerse en TOC% hacia el tope de la secuencia (Passey et al., 2010).

Además del contenido de materia orgánica, para que los reservorios tipo shales gas/oil, sean de calidad adecuada, deben encontrarse en un estado avanzado de evolución térmica. La evolución térmica afecta de manera directa tanto a los minerales constituyentes de la roca, como a la misma materia orgánica presente en la matriz que se encuentra en forma de kerógeno, y es este estado avanzado de madurez la que determinará la productividad de estos reservorios (Zhao 2007).

Petrofísicamente, las propiedades más importantes en el estudio de los yacimientos tipo shales gas/oil, son la porosidad y la permeabilidad. La porosidad es la capacidad de una roca para almacenar fluidos, en este caso hidrocarburos, en donde la cantidad de poros o espacios vacíos se relaciona con el tamaño, la forma y la selección de los detritos constituyentes. La permeabilidad, es la capacidad que posee esta misma roca para movilizar los diferentes fluidos contenidos en sus poros a través de los espacios porales y gargantas de poro, los cuales deben estar interconectados unos con otros generando así conductos o sectores preferenciales de movilidad.

Para hacerse una idea de las magnitudes relativas entre la porosidad y permeabilidad, las arenas como reservorios convencionales típicos, presentan porosidades del 10 al 30% con permeabilidades de 0.1 a 10 mD (milidarcie). Los shales gas/oil como reservorio no convencional comúnmente tienen porosidades inferiores al 10% y permeabilidades usualmente inferiores al 0.001 MD. Por esta razón normalmente las permeabilidades de estos yacimientos se expresan en nanodarcies (10^{-9}). Esta baja permeabilidad traducida como una movilidad mínima de los fluidos a través de la roca, es lo que hace necesario el fracturamiento hidráulico para poder obtener producciones comerciales de estos reservorios.

Convencionalmente la porosidad total de una roca está determinada por su porosidad **interparticular** (porosidad entre granos y partículas) y la porosidad **intraparticular** (la

porosidad dentro de los granos y las partículas). Sin embargo actualmente con ayuda de imágenes con microscopios electrónicos de alta resolución, y un nuevo conjunto de herramientas digitales conocido como **“Digital Rock Physics”** o **D.R.P.** figura 6, se ha encontrado que a medida que aumenta la evolución térmica, se genera una porosidad orgánica, o una porosidad desarrollada dentro de las fracciones orgánicas de la roca (walls et al., 2008). Este tipo de porosidad llamada porosidad orgánica, en los reservorios no convencionales se cree que es igual o incluso más importante que las relaciones intra e inter-particulares para establecer la porosidad total en shales. Sin embargo ese punto todavía es tema de discusión (walls et al., 2008).

Aunque diferentes clasificaciones se han desarrollado para caracterizar este nuevo tipo de porosidad, Loucks et al., (2010), expone de manera general los principales aspectos.

A través de varias observaciones en diferentes tipos de shales a lo largo de todo el mundo, se han encontrado tres tipos principales de morfologías porosas orgánicas en los reservorios tipo shales gas/oil Loucks et al., (2010): **“Non-porous, spongy, and pendular”**, figura 5.

Materia orgánica no porosa: hace referencia a los componentes orgánicos no porosos que rellenan todos los espacios vacíos disponibles, dejando virtualmente cero porosidad o conductos preferenciales de movilidad. A este tipo de morfología se le atribuye un estado inicial de evolución térmica. Su forma no presenta alteraciones de ningún tipo, y su comportamiento dúctil y maleable genera bloques amorfos y continuos a lo largo de toda la roca.

Materia orgánica Pendular: esta morfología de la materia orgánica, parece estar más relacionada con formaciones que se encuentran sobre la ventana de generación de hidrocarburos líquidos. A nivel estructural, parece ocupar los pequeños espacios inter-granulares, y sectores con granos en contacto con otros granos, dejando de esta manera espacios porosos abiertos interconectados sobre grandes volúmenes rocosos.

Materia orgánica Esponjosa: se cree que es la morfología asociada al mayor grado de evolución térmica, usualmente se presenta en formaciones que se encuentran en la ventana de generación de hidrocarburos gaseosos, y adicionalmente genera los reservorios de mayor calidad de producción. Su morfología típica y fácil de distinguir, se asemeja a una esponja debido a la gran cantidad de espacios vacíos interconectados que se forman.

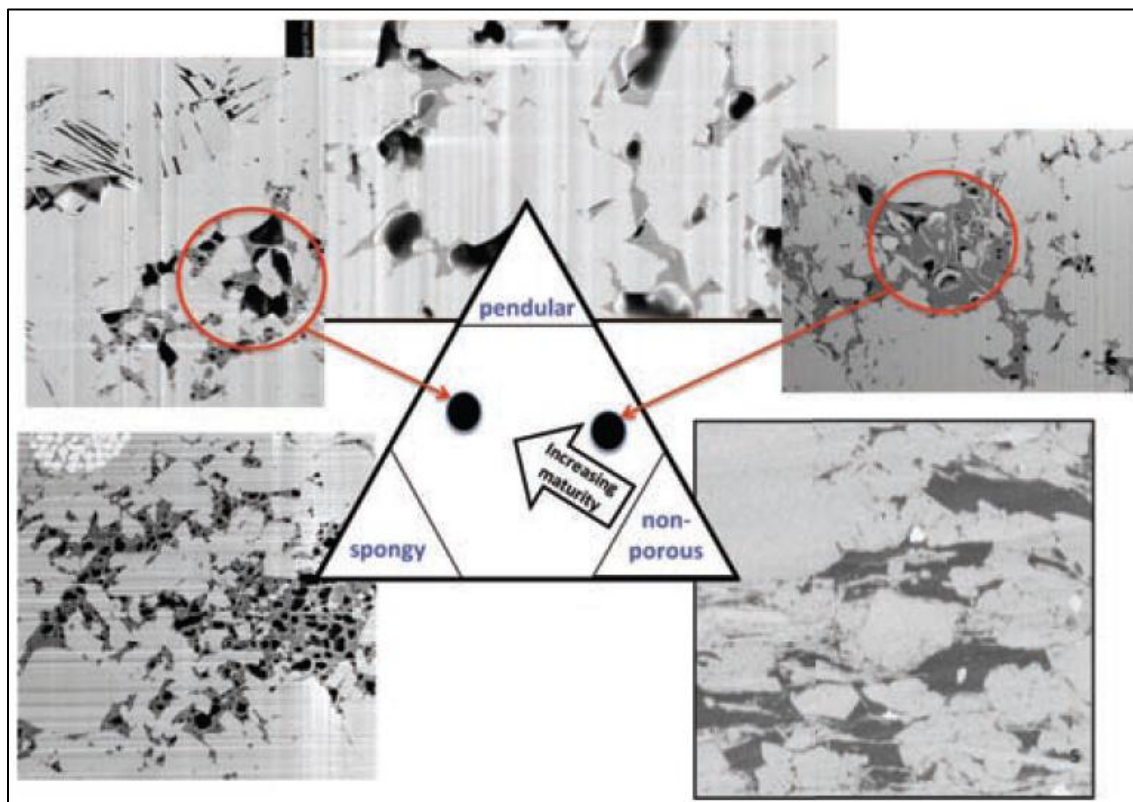


Figura 5. Tomado de Walls et al., 2010. Clasificación morfológica de las porosidades desarrolladas dentro de las fracciones orgánicas de una roca.

Adicionalmente, esta porosidad orgánica que se genera dentro de los reservorios tipo shale gas/oil, se cree que son de tipo hidrofóbico, lo que significa que son mojadas por petróleo en vez de agua como es usual en los reservorios clásticos. Por esta razón se cree que son tan productivos a pesar de sus nano-poros y presentar permeabilidades tan bajas (Passey et al., 2010).

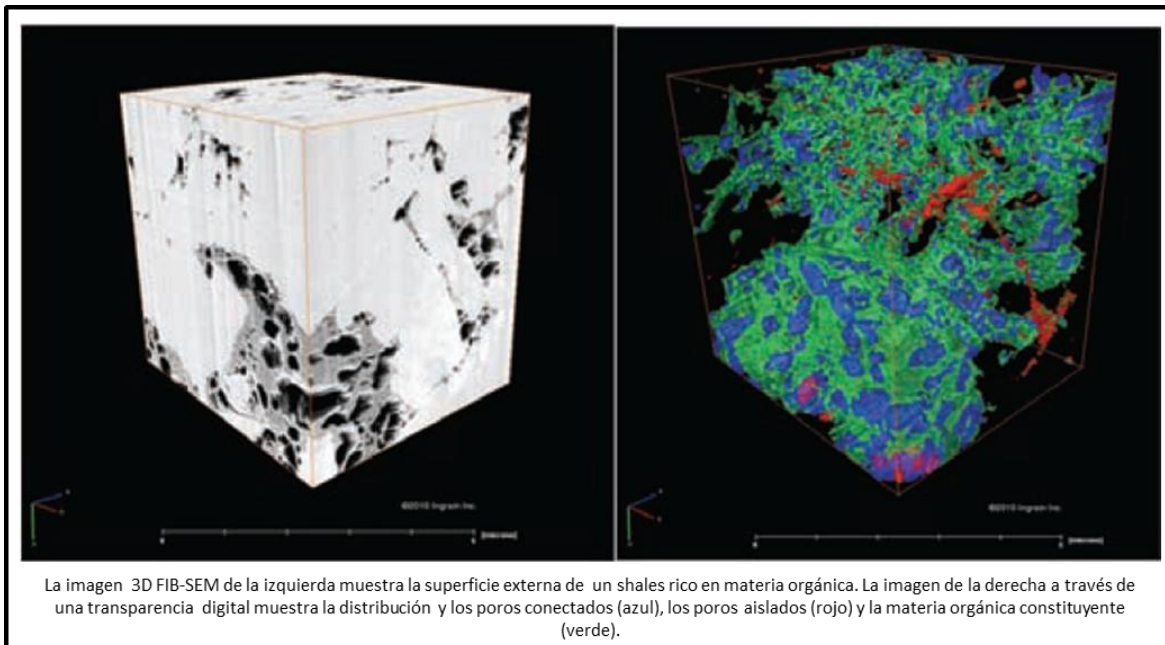


Figura 6. D.R.P. de un shale, Tomado de walls et al., 2008.

El principal problema que tiene la explotación de los reservorios tipo shale gas/oil, es su bajo grado de permeabilidad. Avances en tecnología de perforación, han permitido desarrollar prácticas de estimulación hidráulica, la cual consiste en bombear agua y arena a grandes presiones con el fin de fracturar el reservorio para así aumentar su permeabilidad. Sin embargo el grado de fracturamiento natural o artificial, que tiene una roca, está determinado en parte por su composición mineralógica. Para el caso de los shales, su gran variabilidad composicional representa un problema, puesto que la familia de las arcillas, mineral constituyente presente en los shales, exhibe propiedades geomecánicas específicas en profundidad, que hacen de este tipo de roca más dúctil y por consiguiente más difícil de fracturar. Por este motivo, actualmente todos los yacimientos tipo shales gas/oil en producción, tienen concentraciones inferiores al 50% de arcilla en su composición mineralógica (Passey et al., 2010). De manera general se entiende que; para que un reservorio tipo shale gas/oil se pueda

fracturar hidráulicamente, su composición mineralógica debería ser rica en sílice y carbonatos dada su naturaleza más rígida y frágil, con bajas concentraciones de arcilla.

A manera de ejemplo Jarvier et al., (2007) estableció que el cemento más susceptible al fracturamiento hidráulico, consiste en el sílice opalino biogénico recristalizado, debido a que forma una estructura continua figura 7. Por otro lado Thyberg et al., (2009) asegura, que es el cuarzo detrítico cementado por sílice a través de la illitizacion de la smectita, el que mejor responde a la fracturación hidráulica. Sin embrago hasta la fecha todavía es tema de discusión (Passey et al 2010).

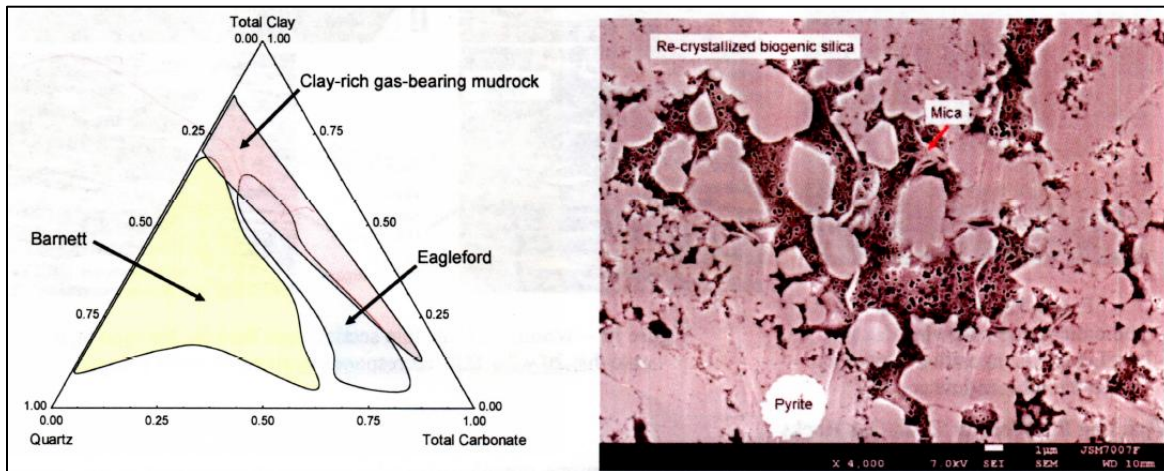


Figura 7. Composición mineralógica de diferentes tipos de shales en un diagrama ternario, y la estructura continua de sílice opalino biogénico recristalizado en el shales de Barnett. Tomado de Passey et al., 2010.

Por ultimo pero no menos importante, cabe resaltar que convencionalmente hablando, una roca se puede catalogar como generadora de hidrocarburos con un TOC% de 0.5% para shales y 0.3% para calizas. Sin embrago en términos de hidrocarburos no convencionales, se necesita una mayor riqueza orgánica ($\text{TOC} > 2\%$) para contrarrestar el déficit de la movilidad que presenta este tipo de yacimiento (Lewan, 1996).

5. MARCO TEORICO

5.1. Antecedentes.

Diferentes intentos se han hecho para determinar el contenido de materia orgánica (**TOC % W**) utilizando registros convencionales de pozo, estos al estar relacionados con los procesos de perforación, y por su naturaleza, permiten obtener una gran densidad de datos, muy superiores a los que se obtienen en el laboratorio (Passey et al 1979).

Uno de los registros más importantes es el registro de rayos gamma (—Gamma Ray”), que mide la radioactividad natural aportada por el Uranio, Torio y Potasio de las rocas. El concepto detrás del registro GR, implica que el material radiactivo se deposita conjuntamente con los sedimentos finos, dado que comparten regímenes de sedimentación similares, razón por la cual las rocas fino-granulares tienen altos niveles de radioactividad, y las gruesa-granulares, bajos niveles. En términos prácticos, los shales tiene altas lecturas de RG, mientras que las areniscas, calizas, bajos valores de RG.

Relaciones de la intensidad de la respuesta de los RG con respecto al contenido de materia orgánica en una formación, se han publicado a lo largo de los años, como la relación de Schmoker (1981), para los Shales Devónicos en los Apalaches. Sin embargo éste, al igual que otros trabajos similares, siempre reportan el mismo problema; poca precisión en los datos obtenidos al trabajar en regiones diferentes a las establecidas inicialmente (Passey et al., 1979). Por lo que se entiende que al trabajar con registros RG, calibraciones entre su intensidad y la concentración de materia orgánica, son necesarios para cada área específica.

Aunque cada día es más común el uso del registro RG para determinar TOC, a partir de relaciones empíricas y estudios locales, hasta la fecha no existe una relación universal

entre la respuesta radioactiva y el contenido de materia orgánica. Una herramienta alternativa, es el registro de rayos gama espectral que tiene la capacidad de resolver cuantitativamente el contenido de uranio, torio y potasio. De éstos el uranio, es bien conocido que puede relacionarse directamente con la presencia de materia orgánica en los sedimentos. Sin embargo dos factores afectan su utilización para determinar el contenido orgánico de los sedimentos. Primero, que no es un registro que se adquiriera comúnmente, y segundo, que la relación uranio materia orgánica es válida únicamente en sedimentos de origen marino, restringiendo así su aplicación (Herron 1986)

Otro registro muy común que también se utiliza para determinar el contenido de materia orgánica, tanto en mantos de carbón, como en rocas organogénicas, es el registro neutrón. Este registro mide el índice de hidrógeno presente en las rocas, con la ventaja de que puede detectar pequeñas concentraciones de carbón orgánico. Además la calibración con núcleos de perforación no es requerida, aunque una corrección por contenido de carbono inorgánico si es necesario (Herron 1986).

El registro de densidad, ha sido ampliamente utilizado para calcular el contenido de material orgánico de las rocas, debido a que la densidad de la materia orgánica es notoriamente menor que la densidad de los componentes principales de las rocas, por esta razón, zonas ricas en material orgánico, pueden ser fácilmente identificadas (Schmoker, 1979). Sin embargo el registro de densidad al adquirirse a través de una herramienta de tipo “**pad-type tool**” o patín que va pegada a la pared del pozo, se verá muy afectada por las condiciones del hueco, o en otras palabras por las rugosidades y cavernas que normalmente se forman en las rocas de grano fino como los shales, impidiendo el correcto contacto de la herramienta con las formaciones de interés. Además se deben realizar correcciones por minerales densos, como la piritita y la calcopiritita, comúnmente asociados a la materia orgánica, al igual que por la presencia de barita, utilizada en los lodos de perforación de los pozos anteriores a los años ochenta, que afectan enormemente las medidas de densidad. (Schmoker, 1979).

Otro intento para determinar la riqueza orgánica de una formación, fue el realizado por Dellenbach et al., (1983) en el cual se utilizaba el tiempo de transito del registro Sónico (**DT**), en conjunto con el registro RG para establecer un parámetro adimensional llamado **I-x**, el cual relaciona linealmente el DT con la riqueza orgánica. Este método asume que la velocidad de las ondas sónicas disminuye, conforme aumenta la concentración de la materia orgánica, pero es necesaria una calibración con muestras de pozo para obtener un buen resultado.

Una mejora a la metodología del Dellenbach et al., (1983), fue publicada por Autric y Dumesnil, (1985), en donde un parámetro resistivo se adiciona, para diferenciar las formaciones con potencial de generación de hidrocarburos de las no generadoras. Sin embargo la relación I-x seguía siendo utilizada para determinar su riqueza orgánica.

5.2. Técnica Δ Log R

El carbono orgánico total (TOC%) describe la cantidad de carbono orgánico en una muestra de roca e incluye tanto el Kerógeno como el bitumen. El porcentaje de carbono orgánico total no es por sí solo un indicador del potencial de reservas de hidrocarburos de una roca ya que es frecuente encontrar valores de TOC% superiores al 5% con muy poca capacidad de generación de hidrocarburos líquidos debido a que la materia orgánica es de Tipo III.

Sin embargo rocas con valores de TOC% menores de 2.0 % se consideran rocas con bajo potencial productor, mientras que rocas con valores superiores a 2% se consideran rocas con bueno a excelente potencial generador en términos de hidrocarburos no convencionales (Lewan, 1996).

La técnica expuesta por Passey et al., (1979), fue desarrollada por la Exxon/Esso a finales de los años setenta. Desde entonces ha sido aplicada con éxito en muchos pozos alrededor de todo el mundo (Norteamérica, Medio Oriente, Mar del Norte). Aunque diferentes métodos y herramientas más avanzadas se han desarrollado, la

técnica “ $\Delta \text{Log R}$ ” continua siendo una de las más utilizadas debido a los buenos resultados obtenidos, al no necesitar calibraciones previas, ser aplicable tanto en reservorios clásticos como calcáreos, además de poder calcular el contenido de materia orgánica de manera continua y a lo largo de un gran rango de madurez térmica.

Esta técnica utiliza un registro de porosidad, proveniente del registro Sónico, Densidad o Neutrón, y un registro resistivo profundo en una escala apropiada, siempre respetando una relación de 100 us/pie (microsegundos por pie) por cada dos ciclos logarítmicos resistivos.

Al escalar correctamente la curva de porosidad con la resistiva, ambas curvas responderán a la presencia de sectores ricos en materia orgánica separándose una de la otra. Mientras que al encontrarse en rocas de tamaño fino y bajo contenido orgánico, las curvas de porosidad y resistividad se sobreponen o son paralelas, estableciendo así, una condición base de comparación para el modelo.

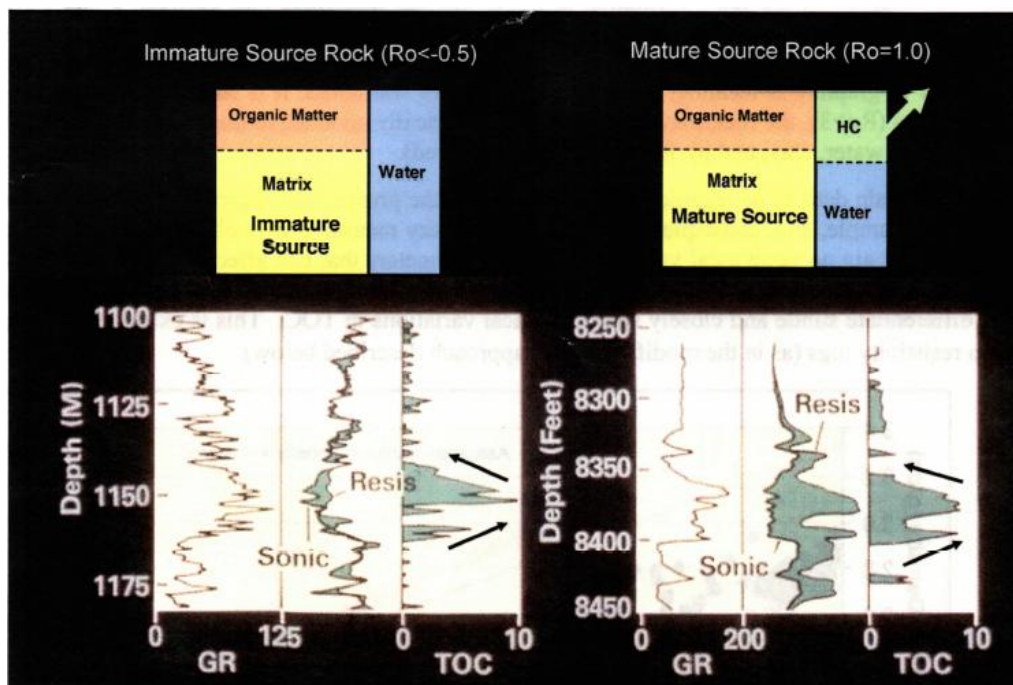


Figura 8. Tomado de Passey et al., 2010. Modelo de una roca organogénica y la respuesta de la porosidad (sónico), en función de un parámetro resistivo, para establecer sectores ricos en materia orgánica.

En la práctica, se asume que una roca organogénica está compuesta, en estado inmaduro, por una fracción sólida constituida en parte por la matriz de la roca y en parte por la materia orgánica presente en ella, además de una fracción líquida correspondiente a agua de formación sin presencia de hidrocarburos.

En una roca rica en materia orgánica con alta madurez térmica, parte de la fracción sólida correspondiente a la materia orgánica se ha transformado en hidrocarburo, gas o petróleo. Figura 8.

Como se comentó anteriormente, el registro sónico, densidad y neutrón, responden todos a la presencia de material orgánica. Su baja densidad al igual que su alto índice de hidrogeno y tiempo de tránsito, son propiedades que se deben entender para obtener interpretaciones adecuadas de porosidad.

Cabe resaltar que la separación de las curvas de porosidad y resistividad, se desarrollará tanto en areniscas como en shales, por lo que el registro de rayos gama es utilizado como filtro litológico para diferenciar reservorios convencionales, de reservorios no convencionales.

Una vez establecida la escala correctamente, y determinada su condición base, la separación entre las dos curvas sobre los sectores con contenido orgánico, corresponderá al parámetro $\Delta \text{Log R}$. A partir de este parámetro y determinando un nivel de madurez térmica **“Level of Organic Metamorphism” (LOM)**, el $\Delta \text{Log R}$ es llevado a la gráfica de la figura 9. En donde se determina su contenido de materia orgánica en términos de TOC% en peso, y si además el tipo de Kerógeno es conocido, el parámetro S2 de la pirolisis Rock-eval, puede ser determinado para establecer el potencial de generación de hidrocarburos de una roca expresado en mg HC/g de roca. (miligramos de hidrocarburos por gramos de roca)

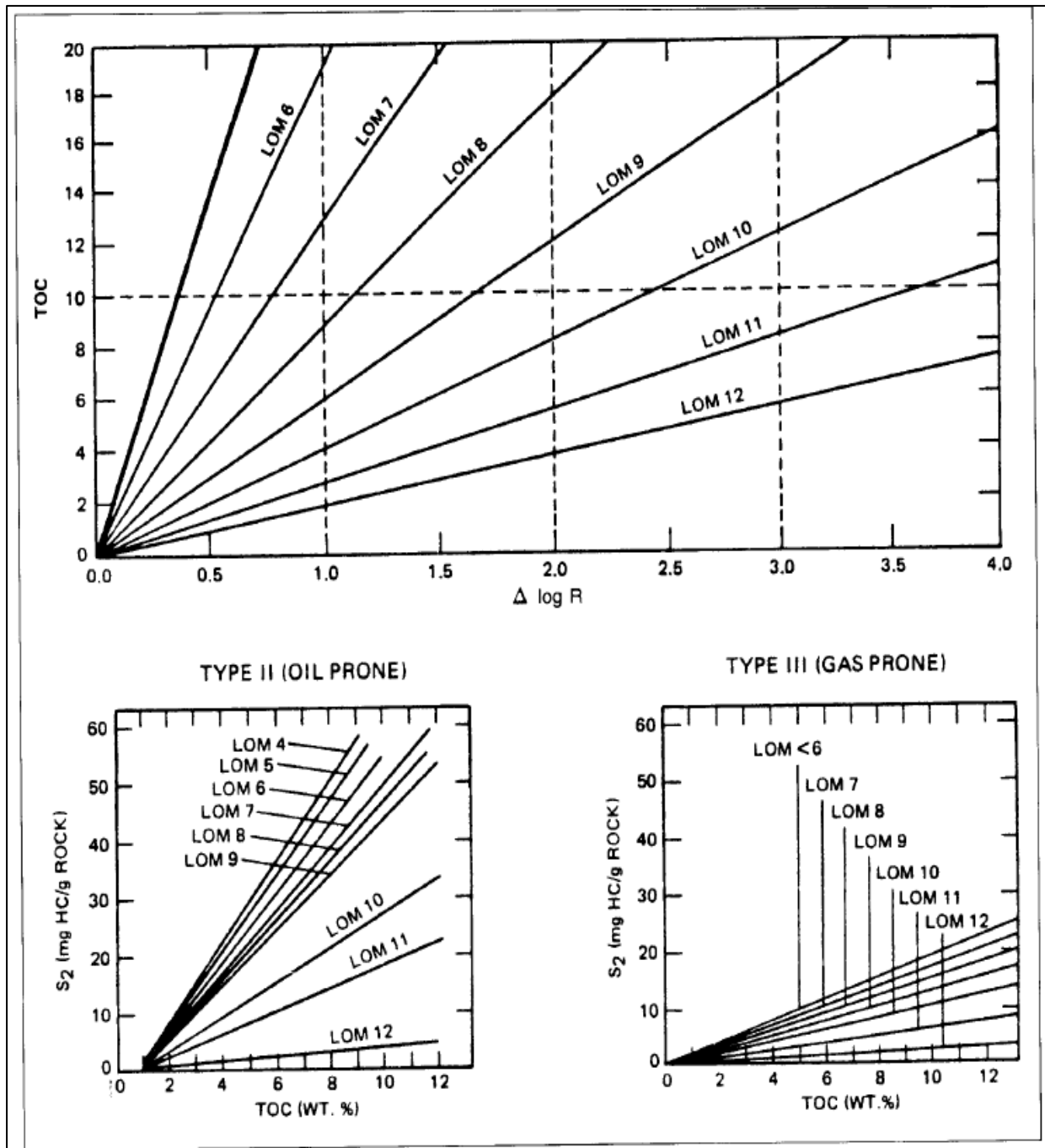


Figura 9. Tomado de Passey et al., 1979. Relaciones gráficas para la determinación del contenido orgánico en rocas finas.

Matemáticamente le parámetro $\Delta \text{Log R}$ relaciona de forma lineal la resistividad de la roca con la densidad, el índice de hidrógeno y tiempo de tránsito respectivamente (Passey et al 1979).

$$\Delta \text{Log R} = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{base}} \right) + 0.02 * (\Delta t - \Delta t_{base})$$

Dónde:

- R es la resistividad leída del registro resistivo.
- Δt es el tiempo de transito del registro sísmico.
- Y R_{base} y Δt_{base} son las condiciones base de resistividad y tiempo de tránsito de referencia determinados en rocas finogranulares sin material orgánico o con material orgánico marginal.

El contenido orgánico de una roca se calcula con la siguiente relación:

$$TOC\%W = \left((\Delta \text{Log R}) * 10^{(2.297 - 0.1688 * LMO)} \right) + TOC_{regional\ background}$$

Dónde:

- $\Delta \text{Log R}$ es el parámetro adimensional de la separación entre las curvas de resistividad y tiempo de tránsito.
- LOM es el “Level Organic Metamorphism” relacionado con la madurez térmica.
- $TOC_{Regional\ Background}$ corresponde al promedio mínimo de materia orgánica regional del área de estudio.

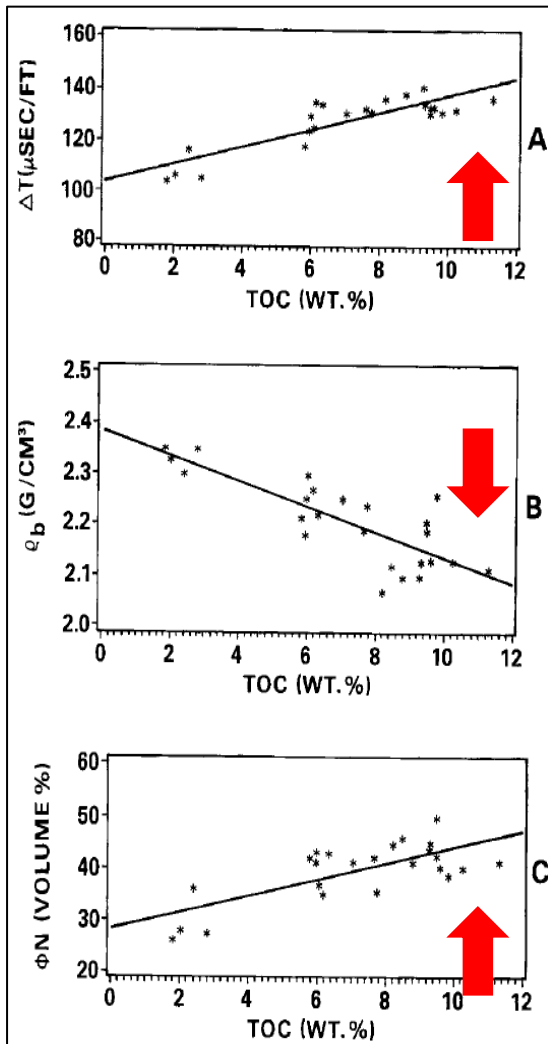
De la misma forma se relaciona matemáticamente el parámetro $\Delta \text{Log R}$ con las curvas de Densidad y Neutrón. (Passey et al 1979).

$$\triangleright \Delta \text{Log } R_{Neu} = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{base}} \right) + 4 * (\phi N - \phi N_{base})$$

$$\triangleright \Delta \text{Log } R_{Den} = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{base}} \right) - 2.50 * (\rho - \rho_{base})$$

Dónde:

- ϕN corresponde al valor del registro Neutrón, en fracción de porosidad
- ρ Corresponde a la densidad del registro, en gramos por centímetro cubico



En otras palabras, lo que se observa en la figura 10, es cómo se relaciona el contenido de materia orgánica con respecto al tiempo de tránsito en la gráfica A, la densidad B, y el índice de hidrógeno en la C.

Se deriva que:

- ❖ a mayor contenido de materia orgánica expresado en TOC%, mayor es el tiempo que tarda una onda sonora en atravesar un pie de formación.
- ❖ A mayor contenido de materia orgánica expresado en TOC%, menor es la densidad de la roca.
- ❖ A mayor contenido de materia orgánica expresado en TOC%, mayor es el índice de hidrogeno y la porosidad de la formación.

Figura 10. Comportamiento del registro Sonico, Densidad y Neutron en presencia de materia Orgánica. Tomado de Passey et al., 1979.

6. METODOLOGÍA.

La primera fase del trabajo fue la construcción de la base de datos con los pozos disponibles para el área de Casanare que hubieran perforado la Formación Gachetá, y que además contaran con los registros convencionales de pozo, que incluyeran: el registro RG, un registro de porosidad y un registro resistivo con lectura profunda.

Los 14 pozos seleccionados, localizados en el Departamento del Casanare, figura 11, que estaban disponibles y además cumplían con los parámetros establecidos para la Formación Gachetá, se presentan en la Tabla 1.

Pozo	DEN (g/cm ³)	NEU (Volume %)	DT (uS/Ft)	ResD (Ohm*m)
Tayrona_1	✓	✓	✓	✓
Arguaco_1		✓		✓
Kogi_1	✓	✓	✓	✓
Muisca_1	✓	✓	✓	✓
Quimbaya_1	✓		✓	✓
Zenues_1	✓		✓	✓
Calima_1	✓	✓	✓	✓
Dagua_1	✓	✓	✓	✓
Tumaco_1	✓	✓	✓	✓
Tierradentro_1	✓	✓	✓	✓
Tabogo_1	✓		✓	✓
Zipa_1	✓	✓		✓
Akerontes_1	✓	✓		✓
Gladius_1	✓	✓	✓	✓

Tabla1: Listado de pozos seleccionados para el área de interés.

Se aclara que los nombres de los pozos, fueron establecidos con la intención de respetar acuerdos de confidencialidad, por lo que a lo largo de todo el trabajo no se publicarán sus nombres verdaderos ni sus coordenadas.

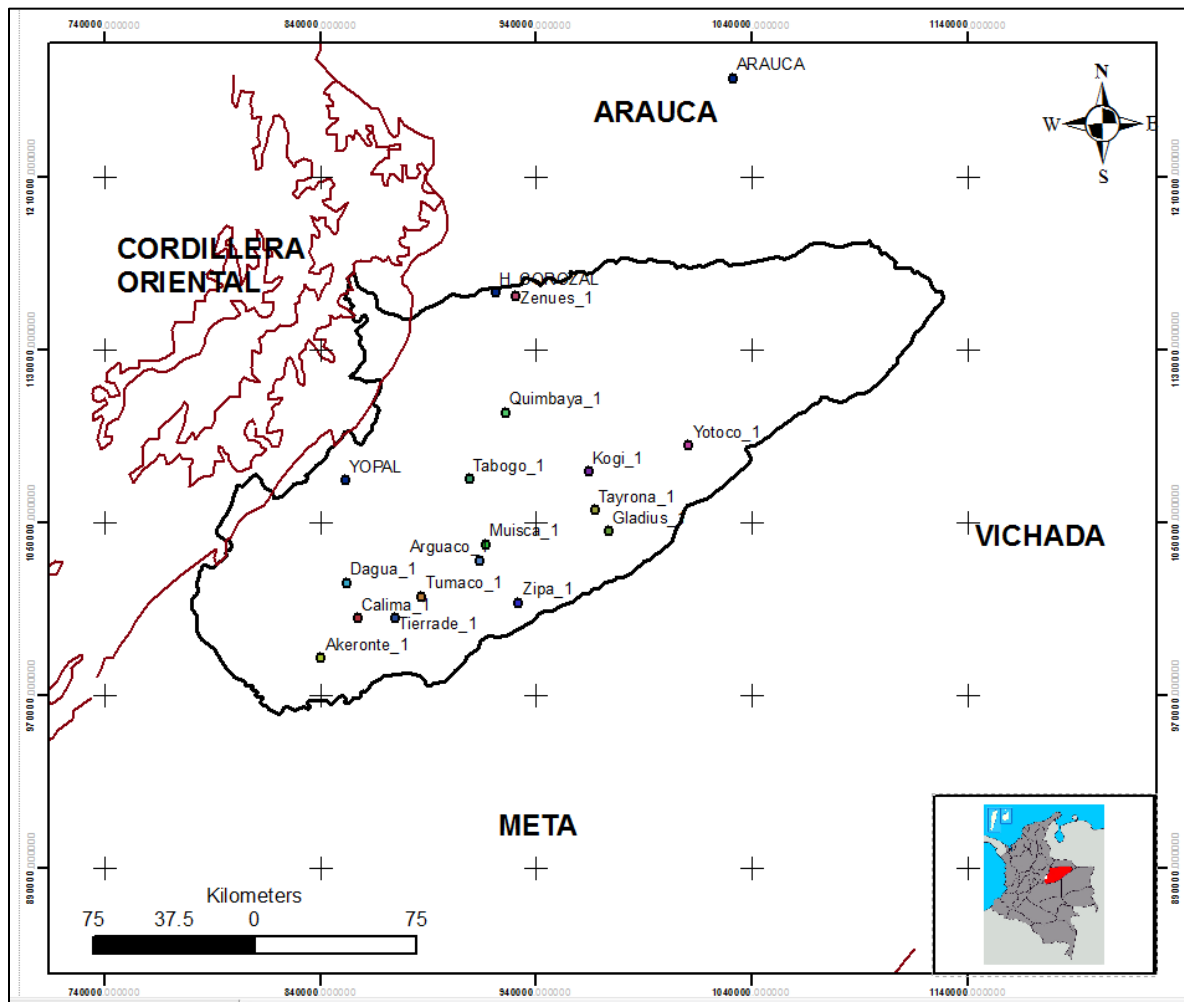


Figura 11. Localización Pozos trabajo.

El trabajo con los registros de pozos se realizó en dos fases. La primera, se centró en determinar los topes de las Formaciones Guadalupe, Gachetá y Une, a partir de correlaciones estratigráficas (figura 13, 14 y 15) con Datum en el tope de la Formación Guadalupe, utilizando como referencia la información relacionada en los archivos —.as” suministrada por PLATINO ENERGY y la experiencia del asesor de este trabajo. La identificación en registros de estas tres formaciones es relativamente sencilla. Las Formaciones Guadalupe y Une están compuestas por areniscas de espesor grueso, y

como tales exhiben bajos valores de rayos gama, altas resistividades, y lecturas similares de los registros densidad y neutrón cuando ellos están debidamente escalados. Por el contrario, la Formación Gachetá, compuesta principalmente por shales, exhibe altos valores de rayos gama, bajas resistividades y la separación de las curvas en el registro compuesto de densidad-neutrón. La intención principal con el desarrollo de las correlaciones estratigráficas, fue determinar la presencia, la base, el tope, y el desarrollo de la Formación Gachetá, a lo largo del Departamento del Casanare, y de esta forma establecer límites litológicos en términos de profundidad, para aplicar la metodología de Esso/Exxon.

La localización de las correlaciones estratigráficas elaboradas en esta investigación se presenta en la figura 12

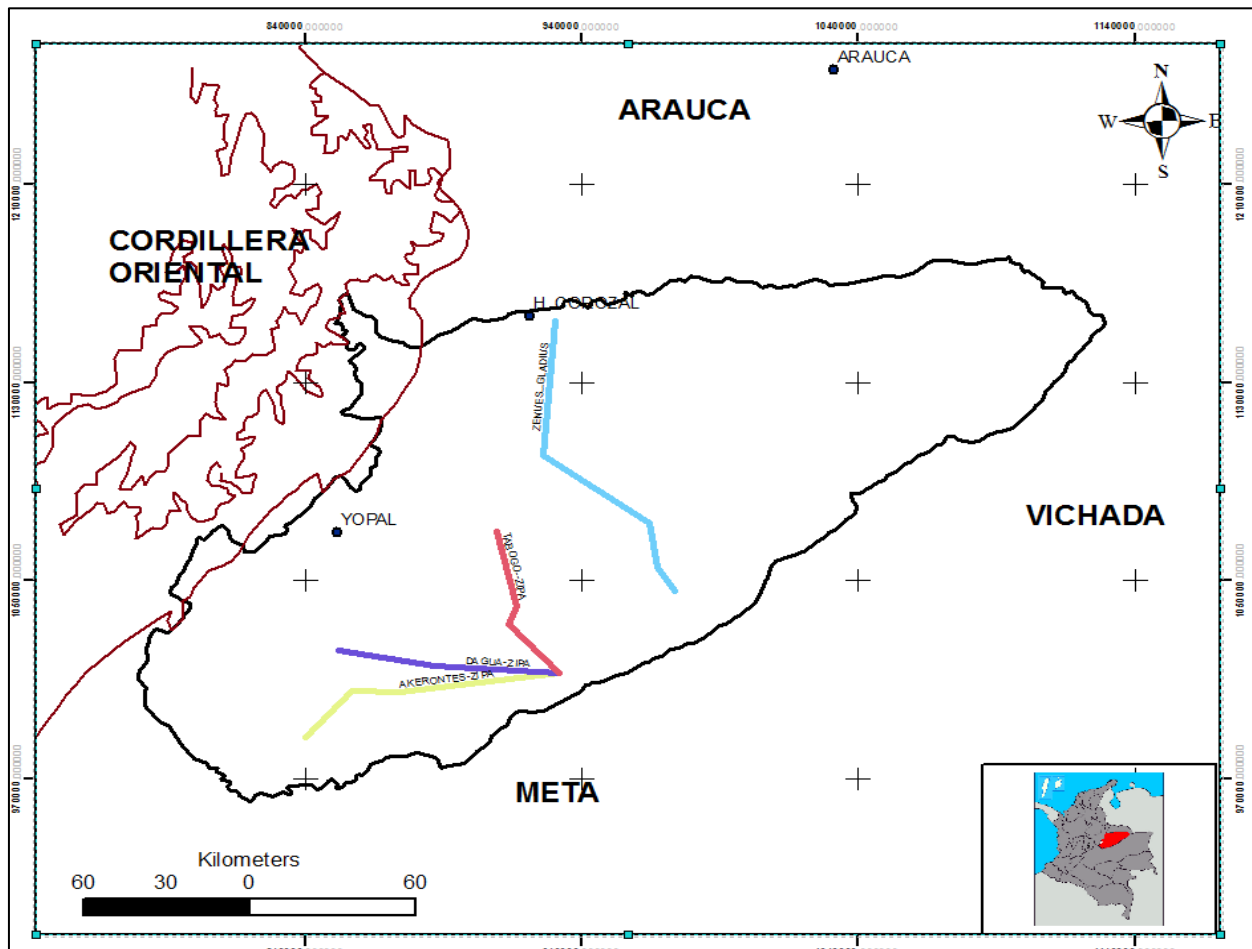


Figura 12. Localización Correlaciones estratigráficas realizadas para el Departamento del Casanare.

- Correlación 1; Akerontes-Zipa.
- Correlación 2; Dagua-Zipa.
- Correlación 3; Tagobo-Zipa.
- Correlación 4; Zenues-Gladius

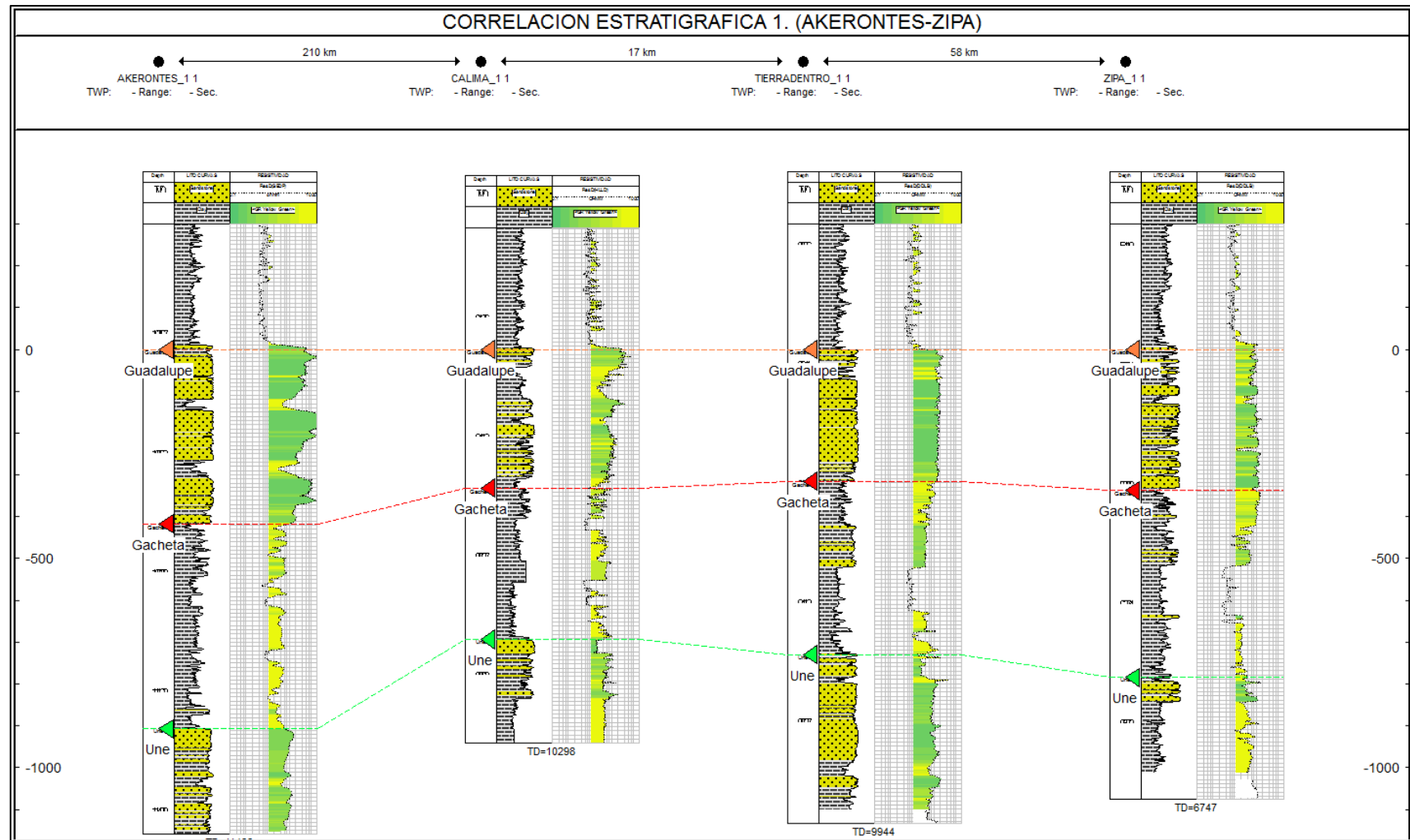


Figura 13. Correlación estratigráfica AKERONTES-ZIPA.

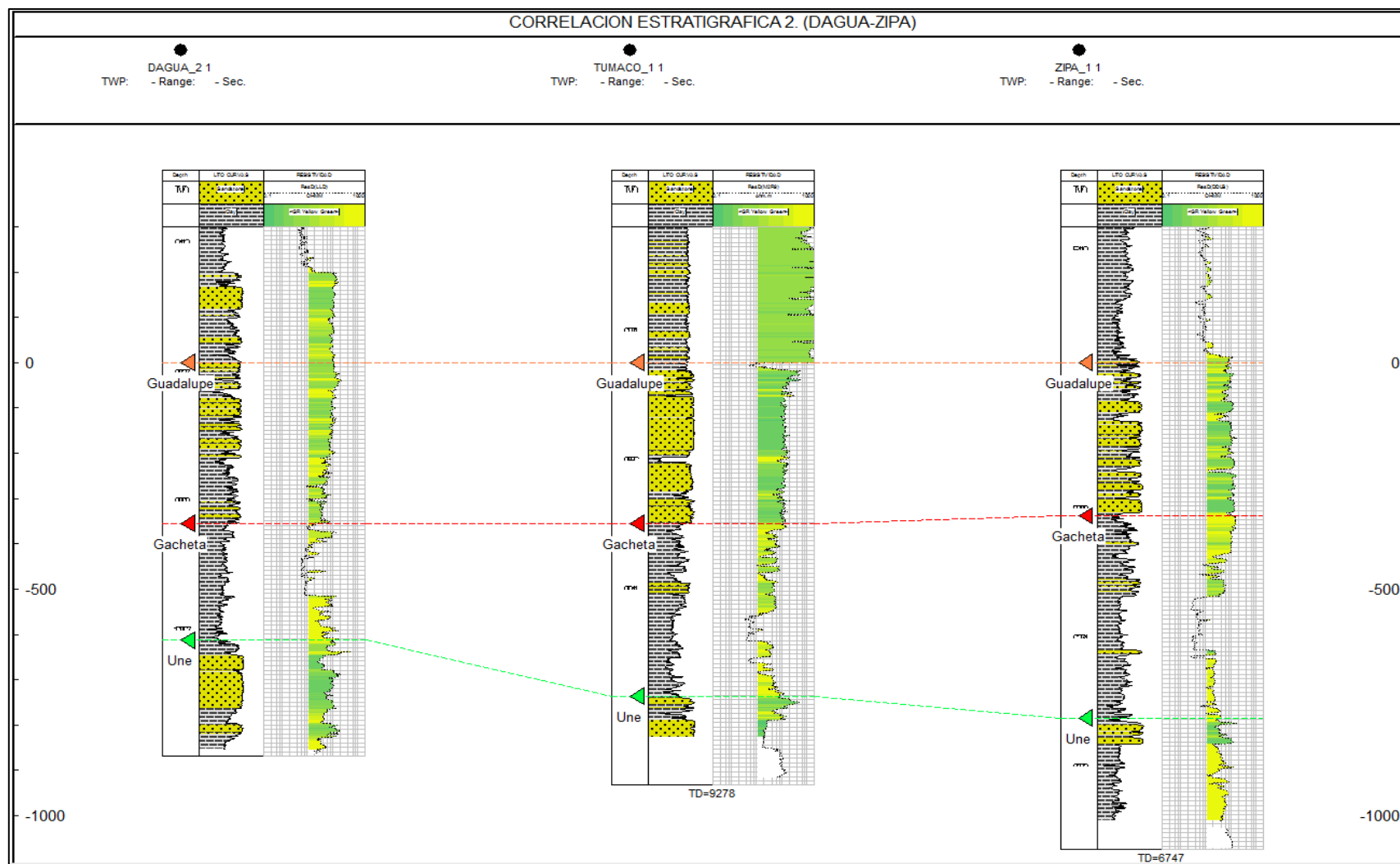


Figura 14. Correlación estratigráfica DAGUA-ZIPA

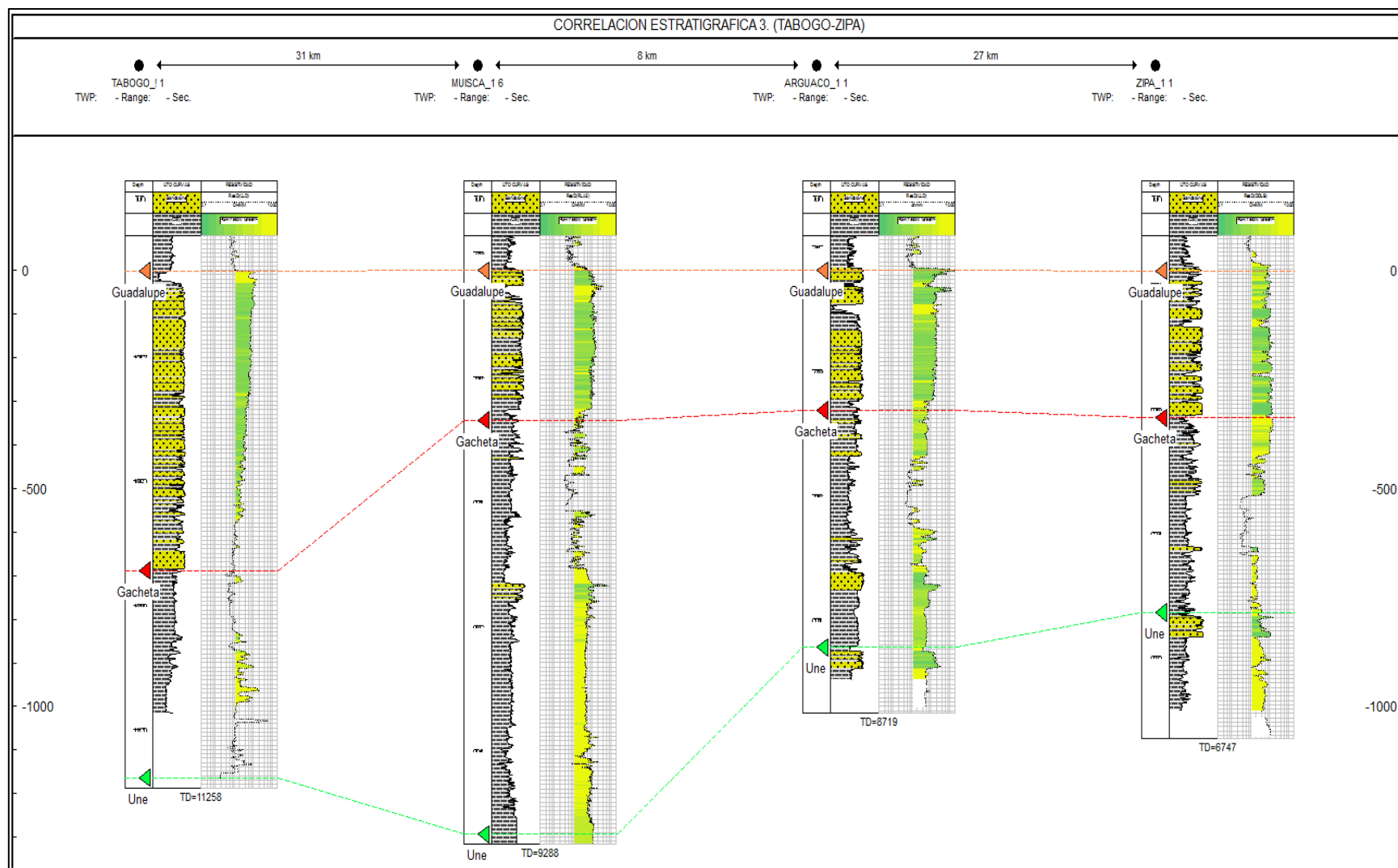


Figura 15. Correlación estratigráfica TABOGO-ZIPA.

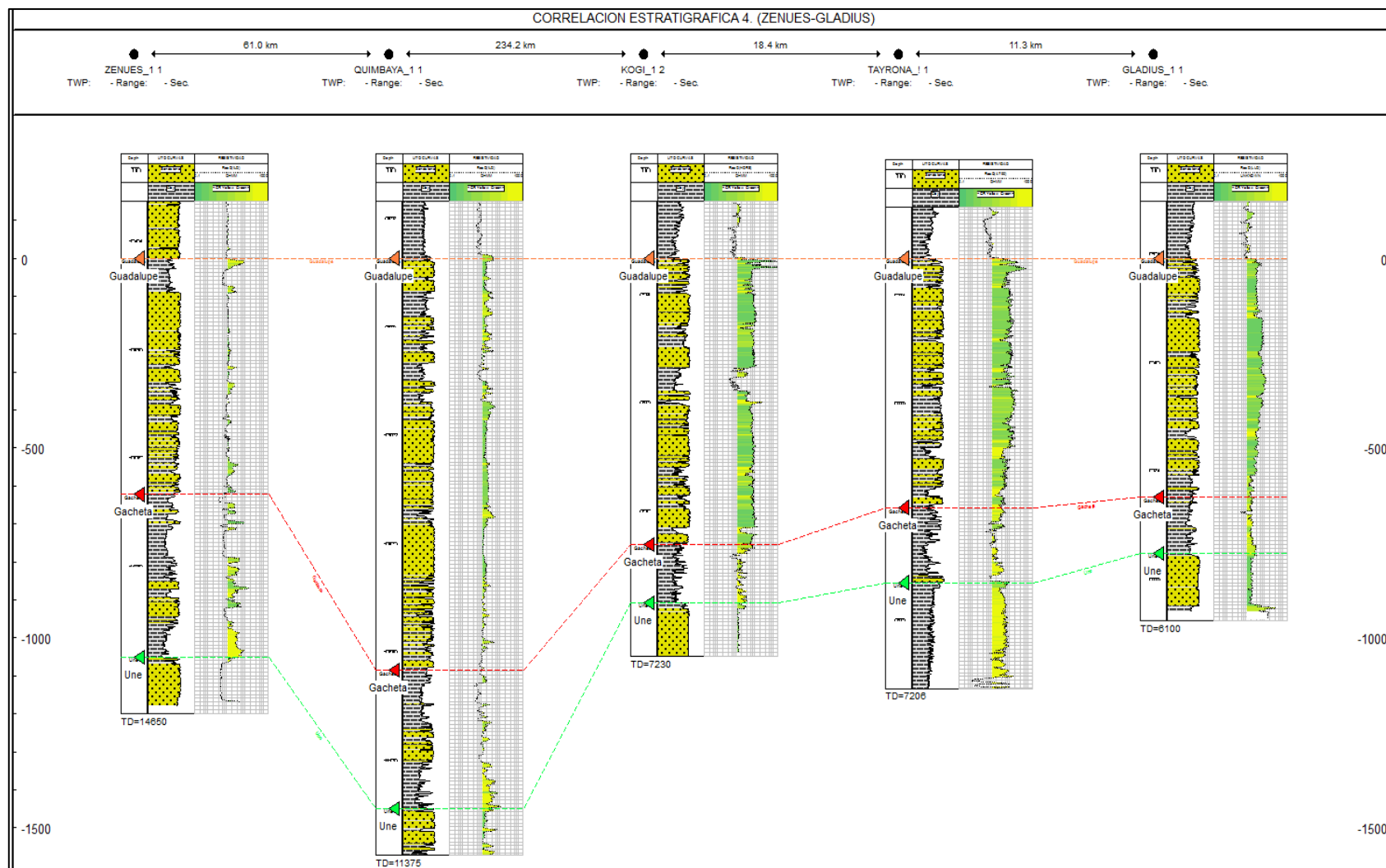


Figura 16. Correlación estratigráfica ZENUES-GLAD

A partir de estas correlaciones estratigráficas, se determinaron los espesores sedimentarios de la Formación Gachetá, su contenido de shales, y su relación espesor neto de shales a espesor total de la formación (“net to gross”), que permitió establecer, mediante cartografía geológica, sus variaciones regionales dentro del Departamento del Casanare.

Esta relación de espesores (net/gross), fue establecida exclusivamente a partir de registros de pozo, utilizando el registro de rayos gamma como indicador litológico, y un modelo de 3 componentes: arenisca, arenisca arcillosa y shales cuya definición (valores de RG) se indica en la figura 17.

El procedimiento completo utiliza el registro de rayos gamma para calcular el contenido de arcilla a lo largo de la formación.

$$V_{shale} = \frac{(GR - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})}$$

Dónde:

- ❖ V_{shale} : volumen de arcilla (fracción)
- ❖ GR: valor de RG en unidades API, de la zona de interés.
- ❖ GR_{min} : RG mínimo equivalente al valor de los RG en una Arenisca sin arcilla
- ❖ GR_{max} : RG máximo equivalente al valor de los RC en los shales.

A partir del contenido de arcilla obtenido (V_{shale}) y siguiendo la clasificación de Dott (1964) para rocas sedimentarias, se utilizó un 15% de v_{shale} para separar areniscas limpias de areniscas arcillosas y 50% para identificar los shales. Los valores de corte fueron calibrados con los valores de RG, Arenisca: $RG < 75$, Arenisca arcillosa: $75 < RG < 120$ y shale: $RG > 120$ unidades API.

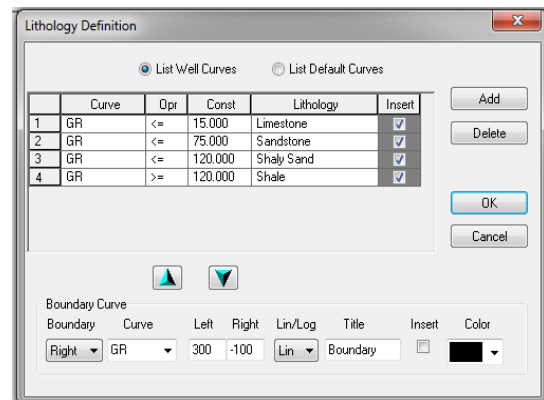
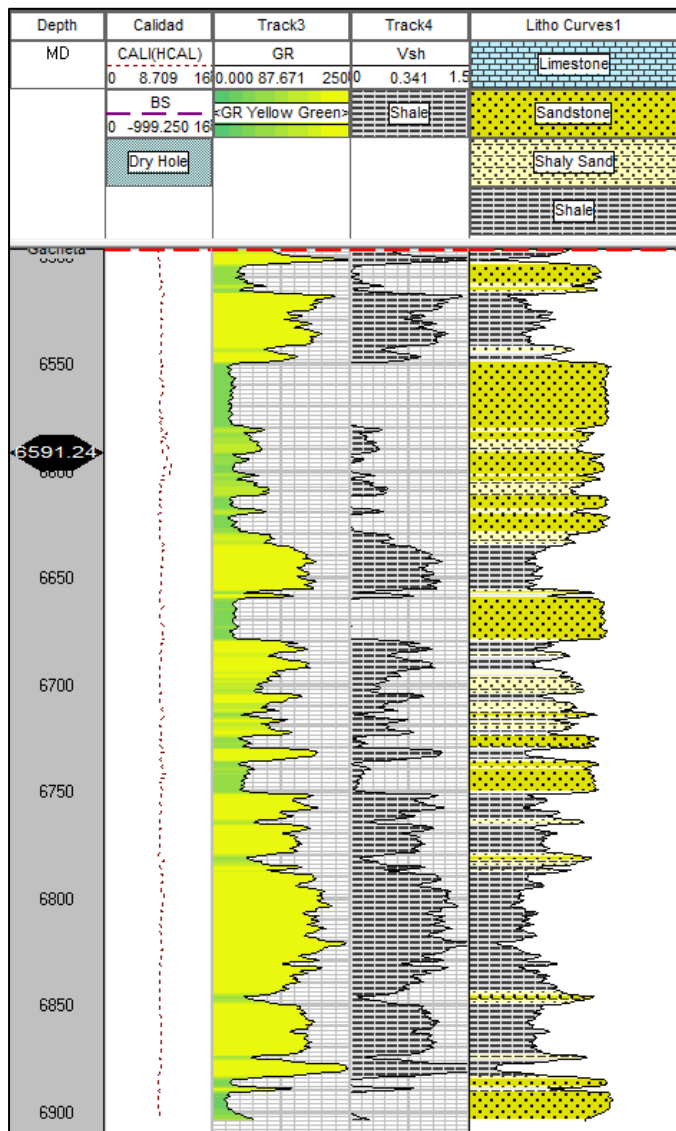
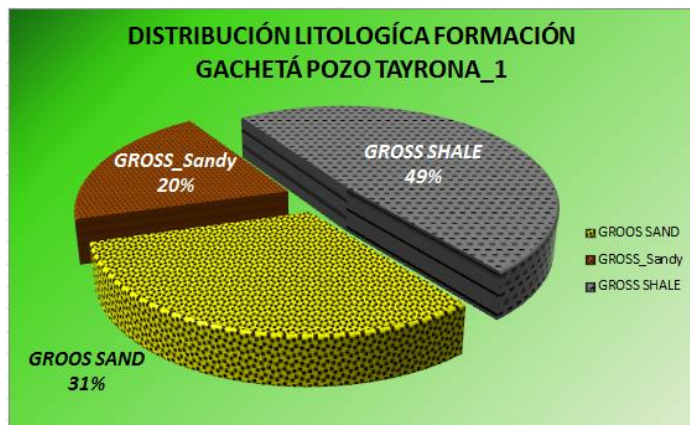


Figura 17. Modelo litológico para determinar la respuesta del registro rayos gama en los shales de la Formación Gachetá. Desarrollado en Prizim (log Analysis.)

El parámetro espesor neto de shale a espesor total ("**Net to Gross**"), se estableció con la intención de determinar la distribución de shales sobre la Formación Gachetá a lo largo del Departamento del Casanare.

El modelo litofacial resultante, figura 18, muestra como la presencia de areniscas relacionadas con facies marino proximales es mas importante hacia el sector Oriental del area de estudio, mientras que hacia el sector Occidental, son los sedimentos finos lo que predominan y donde se desarrollan la secuencias sedimentarias fino-granulares más potentes.



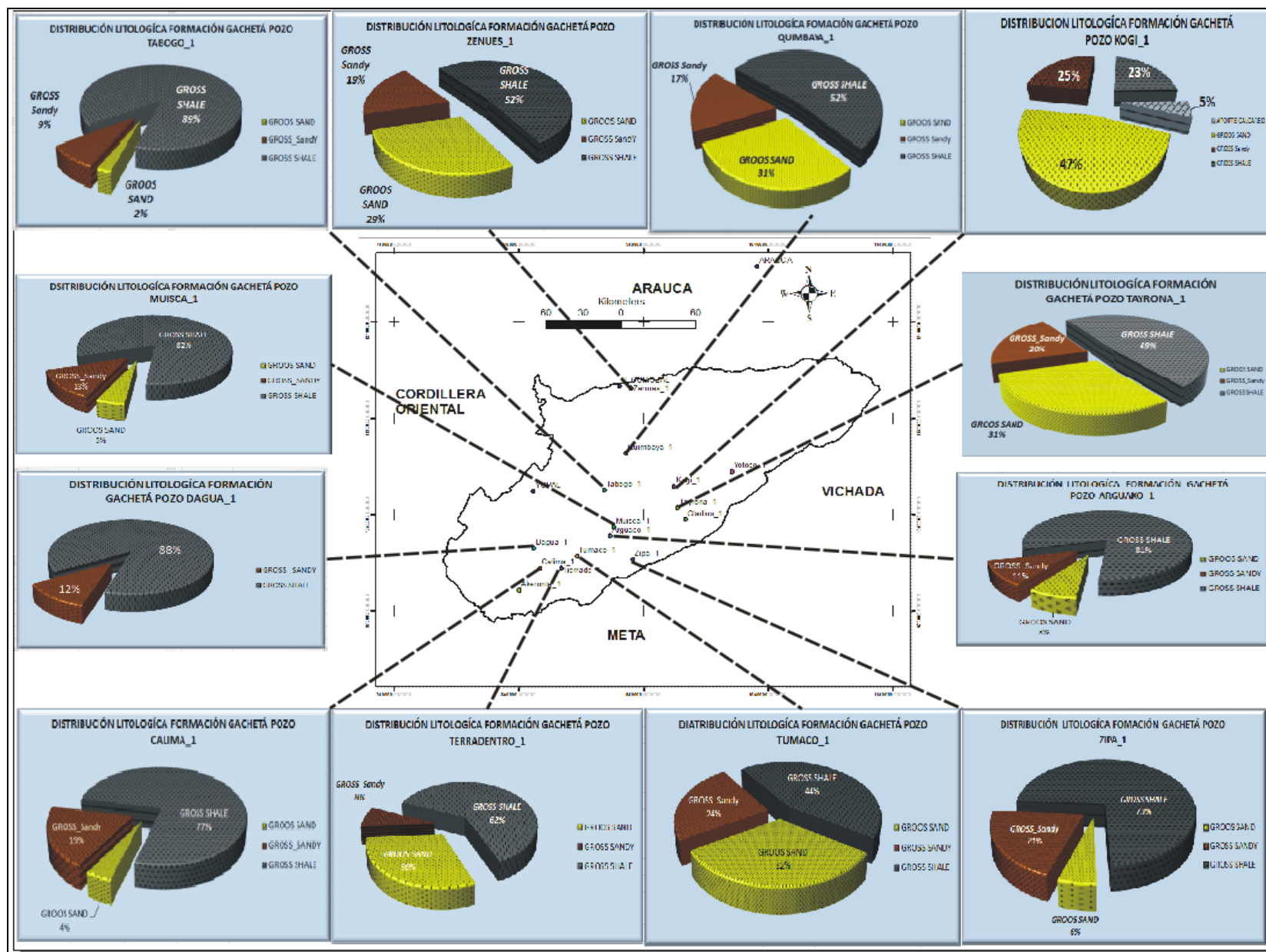


Figura 18. Modelo litofacial de la Formación Gachetá en el Departamento del Casanare.

El producto final de la primera fase de trabajo, fue la generación del mapa de isópacas de la Formación Gachetá figura 22, y el mapa de isópacas de shale (espesor total de shale) figura 24, que representa los sectores con las secuencias de shales más potentes a lo largo del Departamento del Casanare.

En la segunda fase del trabajo relacionado con registros de pozo, se implementó la metodología establecida por Passey et al., (1979) exclusivamente sobre la Formación Gachetá, utilizando como filtro litológico “**cut off**” los valores de $-\log R$ mencionados anteriormente. De esta forma se aseguró que el modelo evaluó exclusivamente estratos de sedimentos finos (shale) descartando las areniscas y acumulaciones de hidrocarburos convencionales que se pudieran presentar en ellos.

La interpretación gráfica del cálculo del TOC%, fue utilizada únicamente como referencia, y los esfuerzos se centraron en desarrollar un algoritmo de programación para las relaciones establecidas por Passey et al., (1979) y así poder evaluar pozos simultáneamente, figura 19. El algoritmo aunque simple, cumplía con los requisitos establecidos para la implementación de la técnica $\Delta \log R$, pues permitía determinar parámetros bases independientes tanto para las curvas resistivas, como para la de Densidad, Sónicas y Neutrón.

El Algoritmo calcula puntualmente el TOC% W, unicamente en donde los valores de RG sean superiores o iguales a 120 unidades API (shales), por lo que el resultado son tres valores de riqueza orgánica, uno derivado del registro sonico, otro del registro neutron y el de densidad, los cuales fueron promediados de forma continua e independientemente a lo largo de todos los shales de la Formación Gachetá, en la medida en que se contara con toda la informacion disponible (registros de pozo).

; DELTA LOG R (DENSITY) CALCULATION AND TOC WEIGHT%

if (GR[] > 120) Then D_LOG_R_den[] = log(ResD[] / R_base_den) - (2.50*(RHOB[] - RHOB_base)) Else D_LOG_R_den[] = -999.25

TOC_DEN[] = (D_LOG_R_den[] * 10 ^ (2.2967 - (0.1688*LOM))) + 0.8

; DELTA LOG R (NEUTRON) CALCULATION AND TOC WEIGHT%

if (GR[] > 120) Then D_LOG_R_neu[] = log(ResD[] / R_base_neu) + (4*(PHIN[] - PHIN_base)) Else D_LOG_R_neu[] = -999.25

TOC_NEU[] = (D_LOG_R_neu[] * 10 ^ (2.2967 - (0.1688*LOM))) + 0.8

; DELTA LOG R (SONIC) CALCULATION AND TOC WEIGHT%

if (GR[] > 120) Then
D_LOG_R_soc[] = log(ResD[] / R_base_soc) + (0.02*(DT[] - DT_base))
Else D_LOG_R_soc[] = -999.25

TOC_SOC[] = (D_LOG_R_soc[] * 10 ^ (2.2967 - (0.1688*LOM))) + 0.8

; TOC FROM DENSITY (WEIGHT%)

if (GR[] > 120 and HDRA[] < 0.1 and HCAL[] < 10) Then TOC_D[] = ((RHOB_base - RHOB[]) / 1.378) * 1.3 * 100 Else TOC_D[] = -999.25

; NET SHALE

; Net Pay using Porosity & Sw
NETSH[] = (GR[] > 100) * <Step>

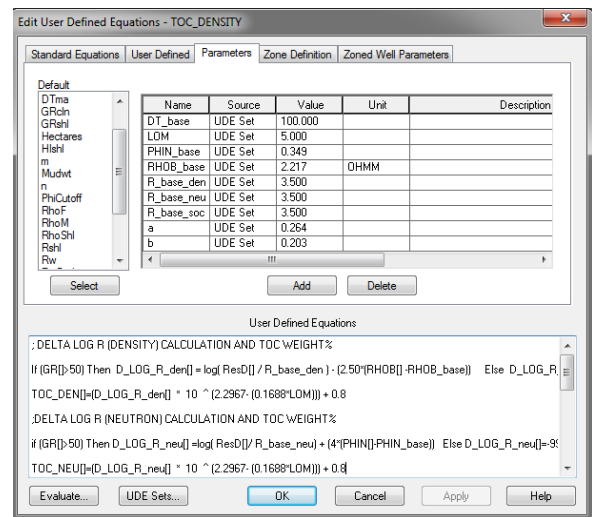


Figura 19. Algoritmo de programación y parámetros base establecidos, para la evaluación conjunta del modelo.

Aunque el modelo respondió bien al comienzo, a medida que se integraba más información, era cada vez más difícil establecer condiciones base de referencia que satisficieran exitosamente las curvas de porosidad y resistividad para todos los pozos. Por lo tanto se hizo imperiosa una evaluación individual de cada pozo, con un algoritmo propio y parámetros de condiciones base independientes establecidas a partir de relaciones visuales.

Como se aprecia en la figura 20, se espera que una condición base se desarrolle sobre litologías finas con una baja respuesta resistiva, implicando o bien una baja madurez térmica o poco material orgánico resistivo presente en la formación. En términos de densidad, se espera un aumento de ella relacionada con una menor concentración de materia orgánica, menos densa que su matriz circundante. De la misma forma se espera una disminución en la respuesta del registro sónico en términos de tiempo de tránsito DT, dado la baja capacidad de la materia orgánica para transmitir las ondas.

Por otro lado es importante tener en cuenta que, cuando las condiciones de la pared del pozo no son las mejores, los valores registrados tanto por el registro de densidad como el neutrón, no son confiables. Esto se debe principalmente a que ambos registros son adquiridos a través de herramientas de tipo patín, susceptibles a la calidad de la pared del pozo. Cuando la diferencia entre el tamaño de la broca “**Bit Size**” y el tamaño del hueco perforado determinado a través del registro “**Galiper**” es muy grande, el lodo de perforación ocupará el espacio entre la herramienta y la pared del pozo, y solamente se registrará la densidad del lodo de perforación. De la misma forma el registro neutrón terminará por registrar valores anómalos de la relación de hidrógeno, teniendo en cuenta que los lodos de perforación actualmente más comunes, son hechos con base agua.

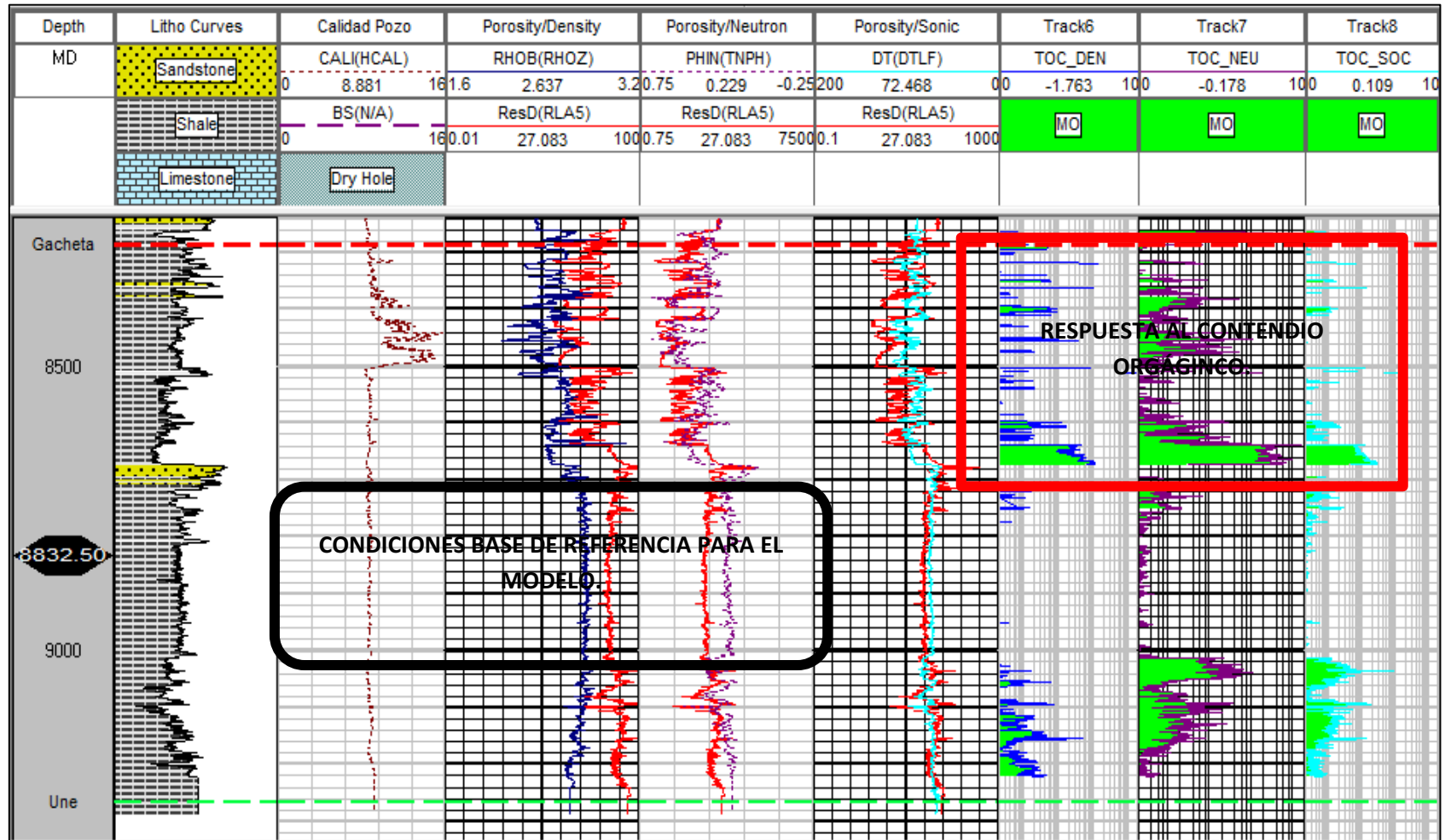
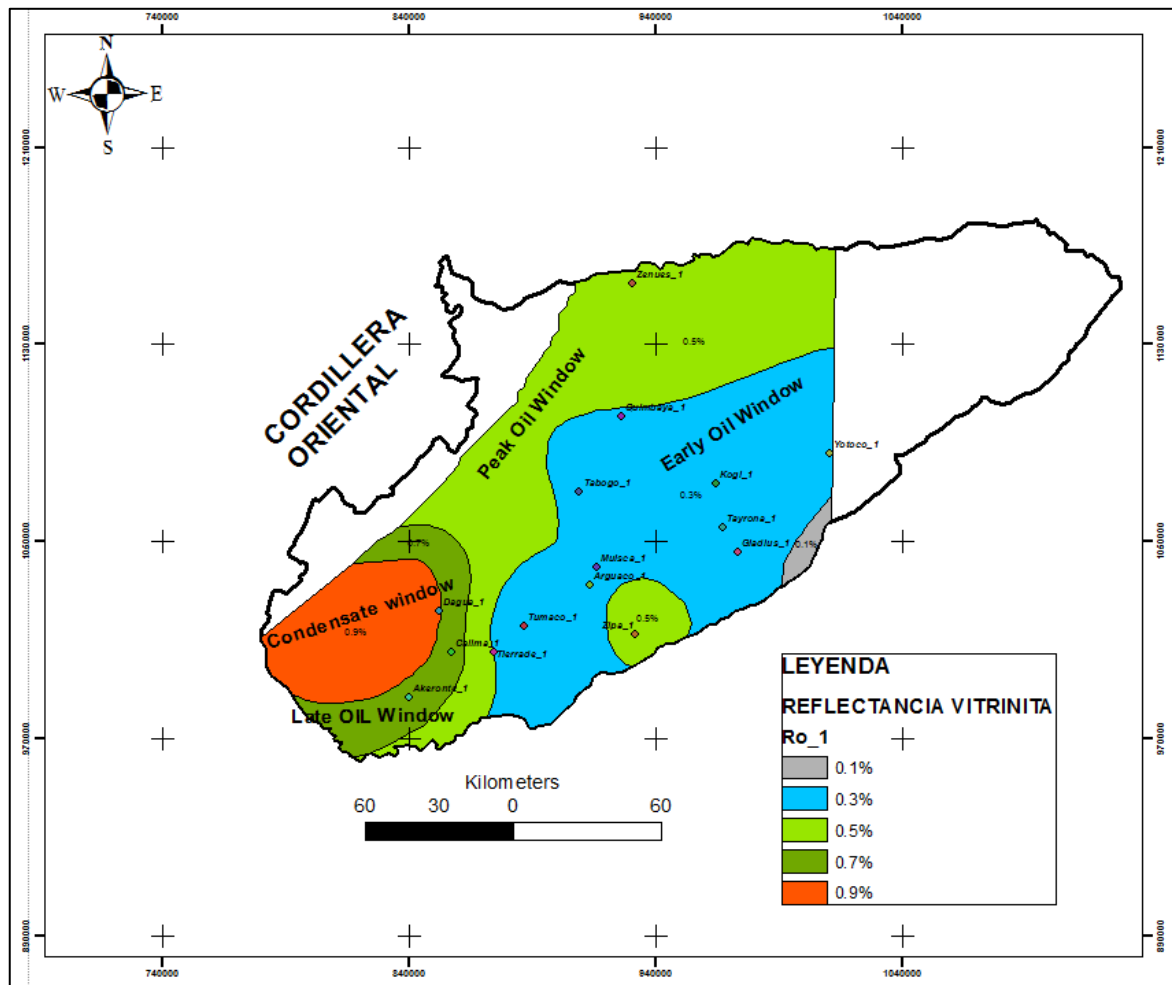


Figura 20. Pozo Tierradentro-1. Valoración del contenido orgánico y condiciones base para la implementación de la metodología de Passey et al., (1979)

Por el contrario el registro sísmico es menos afectado por las condiciones adversas del hueco, lo que vuelve el TOC% calculado a partir del tiempo de tránsito, el dato más confiable y frente a resultados comparativos discrepantes, tendrá el mayor peso a la hora de realizar interpretaciones y tomar decisiones.

En condiciones normales, los resultados del cálculo de TOC%, determinados a partir de las tres curvas de porosidad, no deberían discrepar mucho una de la otra.

El parámetro de **LOM** relacionado con la madurez termal de una formación, fue establecida a partir del mapa de reflectancia de la Vitrinita publicado por Aguilera et al., (2010) para la Formación Gachetá, figura 21. Un LOM de 7 corresponde al inicio de la ventana de generación de hidrocarburos con un índice de reflectancia de vitrinita de 0.3%. De la misma forma un LOM de 12 corresponde a un índice de reflectancia de mayor de 0.9% en la ventana de gas condensado. (Ver tabla 2.)



Figura

21. Mapa de reflectancia de vitrinita en R0%, modificado de Aguilera et al., 2010.

POZO	Ro%	LOM	RANGO Ro%	DESCRIPCIÓN
Tayrona_1	0.3	8	Ro<0.5-0.7	DIAGÉNESIS
Arguaco_1	0.3	8	Ro<0.5<0.7	DIAGÉNESIS
Kogi_1	0.3	8	Ro<0.5<0.7	DIAGÉNESIS
Muisca_1	0.3	8	Ro<0.5<0.7	DIAGÉNESIS
Quimbaya_1	0.3	8	Ro<0.5<0.7	DIAGÉNESIS
Zenues_1	0.5	9	Ro<0.5<0.7	DIAGÉNESIS
Calima_1	0.7	10	0.7<Ro<1.3	CATAGÉNESIS
Dagua_1	0.9	10	0.7<Ro<1.3	CATAGÉNESIS
Tumaco_1	0.3	7	Ro<0.5<0.7	DIAGÉNESIS
Tierradentro_1	0.7	9	0.7<Ro<1.3	CATAGÉNESIS
Tabogo_1	0.3	8	Ro<0.5<0.7	DIAGÉNESIS
Zipa_1	0.5	9	Ro<0.5<0.7	DIAGÉNESIS
Akerontes_1	0.7	10	0.7<Ro<1.3	CATAGÉNESIS
Gladius_1	0.3	8	Ro<0.5<0.7	DIAGÉNESIS

Tabla 2. Valores de LOM utilizados a partir de los valores de Ro.

Al integrar los datos de TOC% W obtenidos, se generó un mapa de riqueza orgánica para la Formación Gachetá a lo largo del Departamento del Casanare, el cual fue comparado con el mapa de TOC% publicado por Aguilera et al., (2010) en el Atlas Geoquímico de Colombia para la Formación Gachetá en la Cuenca de los Llanos Orientales, encontrando resultados similares.

Aprovechando las correlaciones estratigráficas previamente realizadas, se decidió generar un mapa de isocoras para la Formación Gachetá, figura 27, que permitió identificar los sectores de mayor profundidad. Adicionalmente este mapa, y como aporte a la metodología de Passey et al., (1979), se relacionó con un mapa de resistividad neta exclusivo en shales, asumiendo que las altas resistividades responden a la presencia de hidrocarburos y éstos a un mayor estado de evolución térmica de los shales que los contienen, lo que significa que responde de nuevo, con los sectores más profundos dado su mayor grado de enterramiento. De esta forma se adiciona otra variable significativa, para determinar sectores potencialmente importantes, para futuros trabajos exploratorios en el sector de los hidrocarburos no convencionales.

Una vez establecidos los sectores con mayor potencial para la generación de hidrocarburos no convencionales, lo siguiente era intentar establecer si estos sectores eran adecuados para su explotación o no. Por lo cual se determinó la composición mineralógica del pozo Muisca-1 aprovechando el único registro de pozo especializado (Elemental Capture Spectroscopy) con el que se contaba. Adicionalmente y con la intención de comparar las principales propiedades petrofísicas de la Formación Gachetá, con los principales yacimientos no convencionales de Norteamérica, se calculó la porosidad de los shales, asumiendo una densidad de la matriz de 2.69 g/cm^3 debido a un reporte de densidad suministrado por el pozo Tumaco.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

El análisis de resultados obtenidos durante este trabajo se presenta siguiendo los criterios y características que determinan la capacidad de los reservorios no convencionales tipo shale gas/oil para producir hidrocarburos.

- ❖ Espesor
- ❖ Contenido de Materia Orgánica.
- ❖ Madurez Termal.
- ❖ porosidad
- ❖ Composición Mineralógica.

Espesor.

El espesor de los reservorios no convencionales es importante pues determina en buena proporción el potencial de reservas que podría ser producido en ese tipo de yacimiento.

Como se puede ver en el mapa de isópacas de la Formación Gachetá realizado figura 22, la distribución y el comportamiento observado, concuerda con lo publicado por Fajardo et al., (2000) figura 23, donde los espesores sedimentarios se hacen más potentes cerca al piedemonte de Cordillera Oriental colombiana. Localmente (Departamento del Casanare) presenta un depocentro en cercanías de los pozos Muisca-1 y Arguaco-1, con variaciones de 750-1000 pies de espesor. Mientras que hacia el sector Nororiental, el espesor sedimentario disminuye gradualmente (200<50 pies) hasta desaparecer del registro sedimentario.

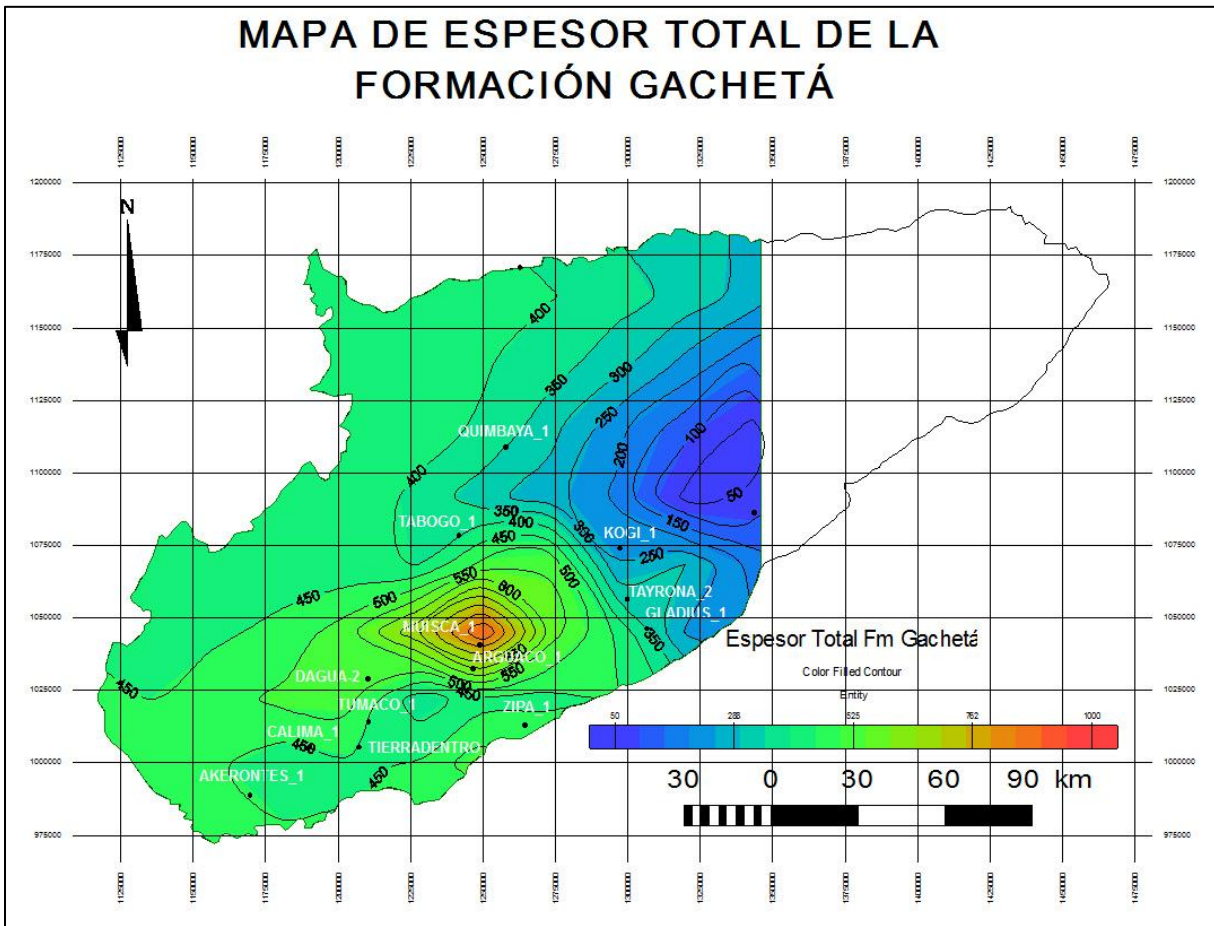


Figura 22. Mapa de isópacos Fm Gachetá en el Departamento del Casanare.

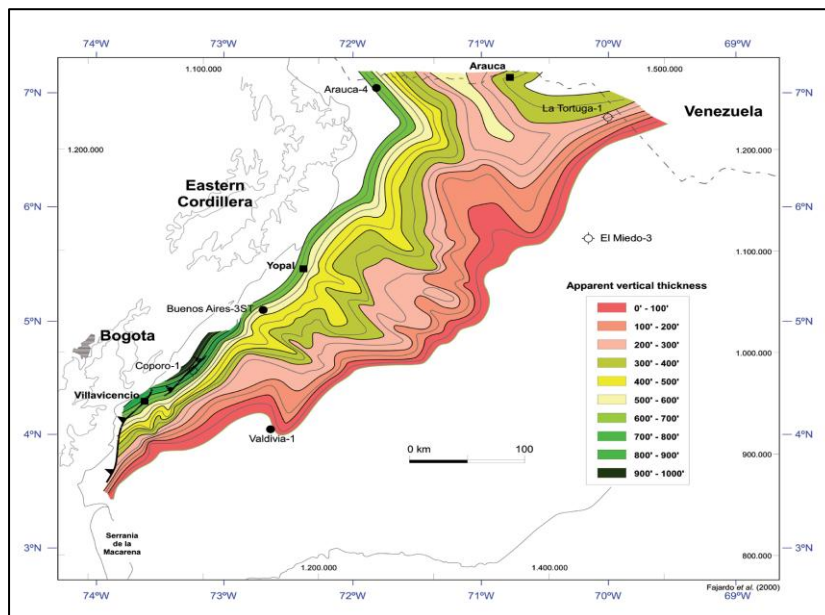


Figura 23. Mapa de isópacos Fm Gachetá, sobre la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Fajardo et al., 2000.

Por otro lado el mapa de espesores neto de shales, indica espesores variables entre 0 y 450 pies, con clara tendencia a aumentar hacia el sector Suroccidental del Departamento del Casanare. Los mayores espesores de shale se ubican en cercanías a los pozos **Tabogo y Akerontes**, con rangos que varían entre los 275 y 500 ft. Sin embargo también se presenta un desarrollo igualmente importante hacia el sector comprendido entre los pozos **Dagua, Tumaco, Calima, Tierradentro, Zipa, Muisca y Arguaco**, en donde los espesores de shale se encuentran dentro del rango de 125-240 Ft. figura 24.

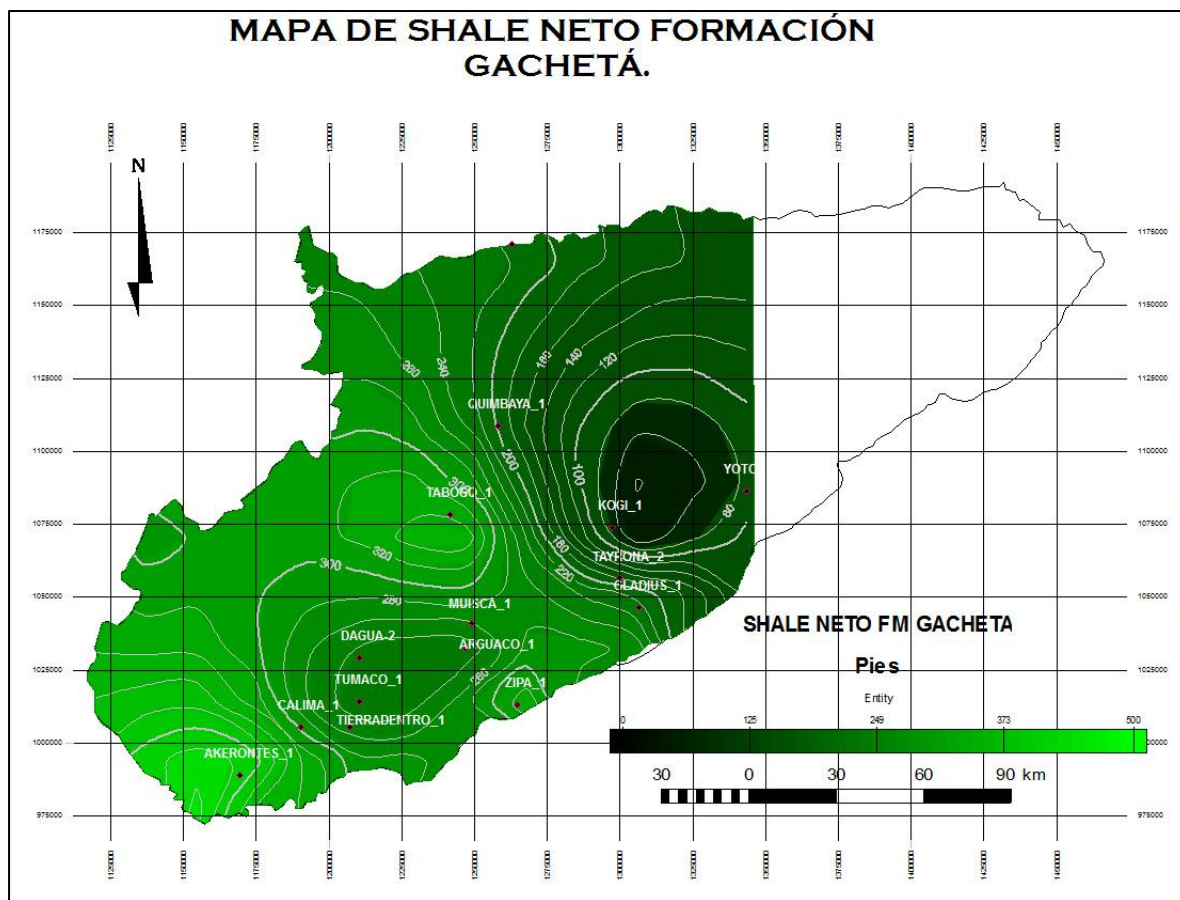
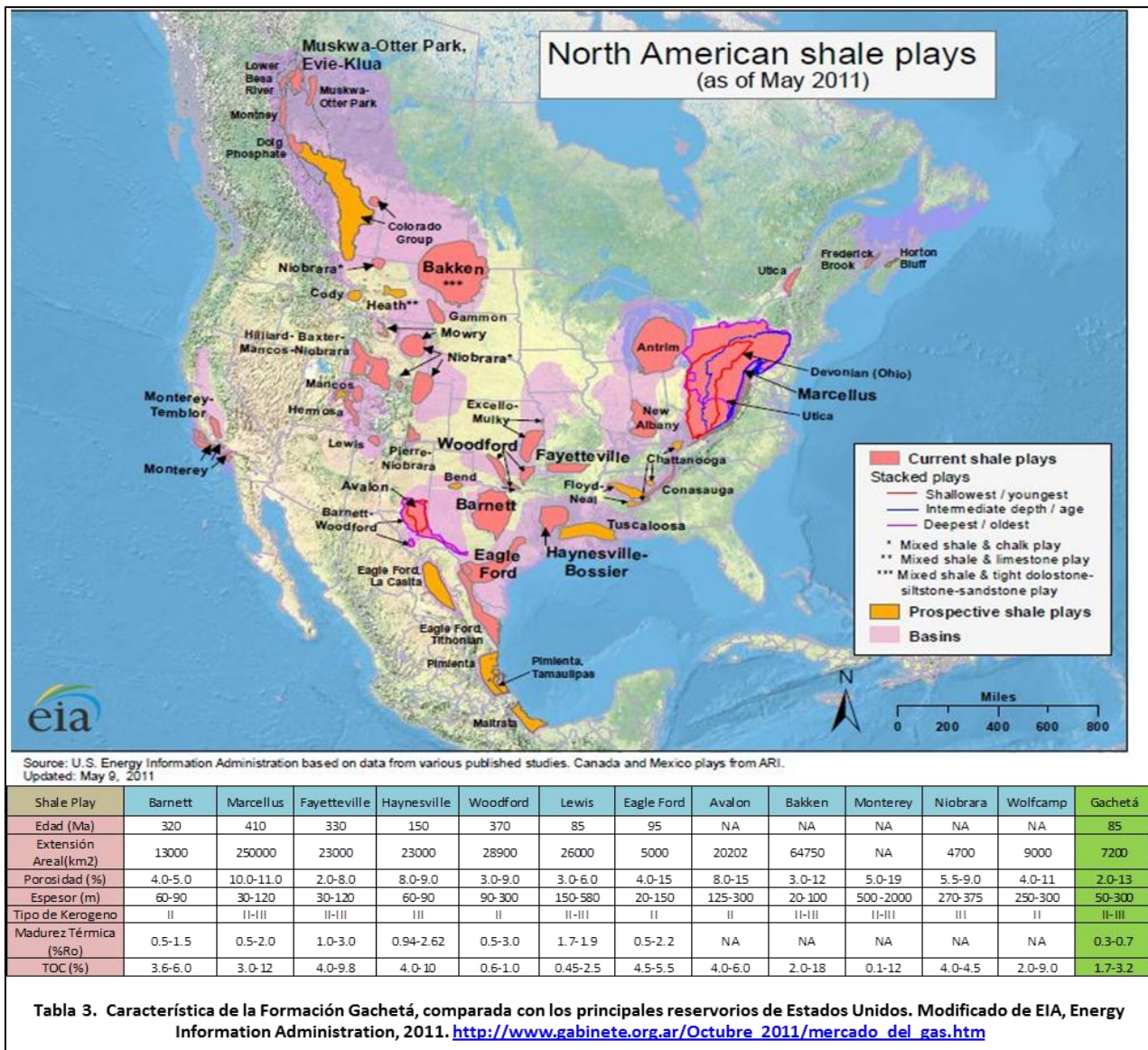


Figura 24. Mapa de isópacos de Shale neto Formación Gachetá.

Los mapas de espesor total y de espesor neto de shales de la Formación Gachetá, obtenidos en la presente investigación son congruentes, con los mapas de espesores y paleogeográficos publicados en la literatura geológica en los cuales un mar transgresivo

proveniente del Noroeste, estableció un sistema con rumbo depositacional en sentido Noreste-Suroeste, con aportes clásticos provenientes del escudo de Guyana al Este de Colombia (Villamil 2002), en el cual las facies de arenitas representando ambientes costeros o marinos proximales, se desarrollaron en el sector Oriental, mientras que hacia el sector Occidental, son los shales de origen marino los que se presentan con mayor abundancia. El análisis de facies litológicas presentado en el la figura 18, se ajusta perfectamente al modelo paleogeografico antes mencionado, el cual influye de manera directa a las características que definen el potencial productor de los reservorios tipo shale gas/oil, especialmente en lo relacionado con espesores (mayores en las zonas marinas de plataforma), y con el contenido y preservación de la materia orgánica, los cuales son favorecidos en las partes más distales de la cuenca.

El análisis, cálculo y cartografía del espesor total y neto de shale de la Formación Gachetá en el Departamento de Casanare, reveló que éstos son equivalentes a los espesores de los principales yacimientos no convencionales tipo shale gas/oil de los Estados Unidos, especialmente Avalon (125-300 pies), Bakken (20-100 pies), Eagle Ford (75-300 pies), pero inferiores a los de Monterrey, Niobara y Wolfcamp. En la tabla 3 se presentan los espesores promedio de la Formación Gachetá, comparados con los espesores de los principales yacimientos de los Estados Unidos.



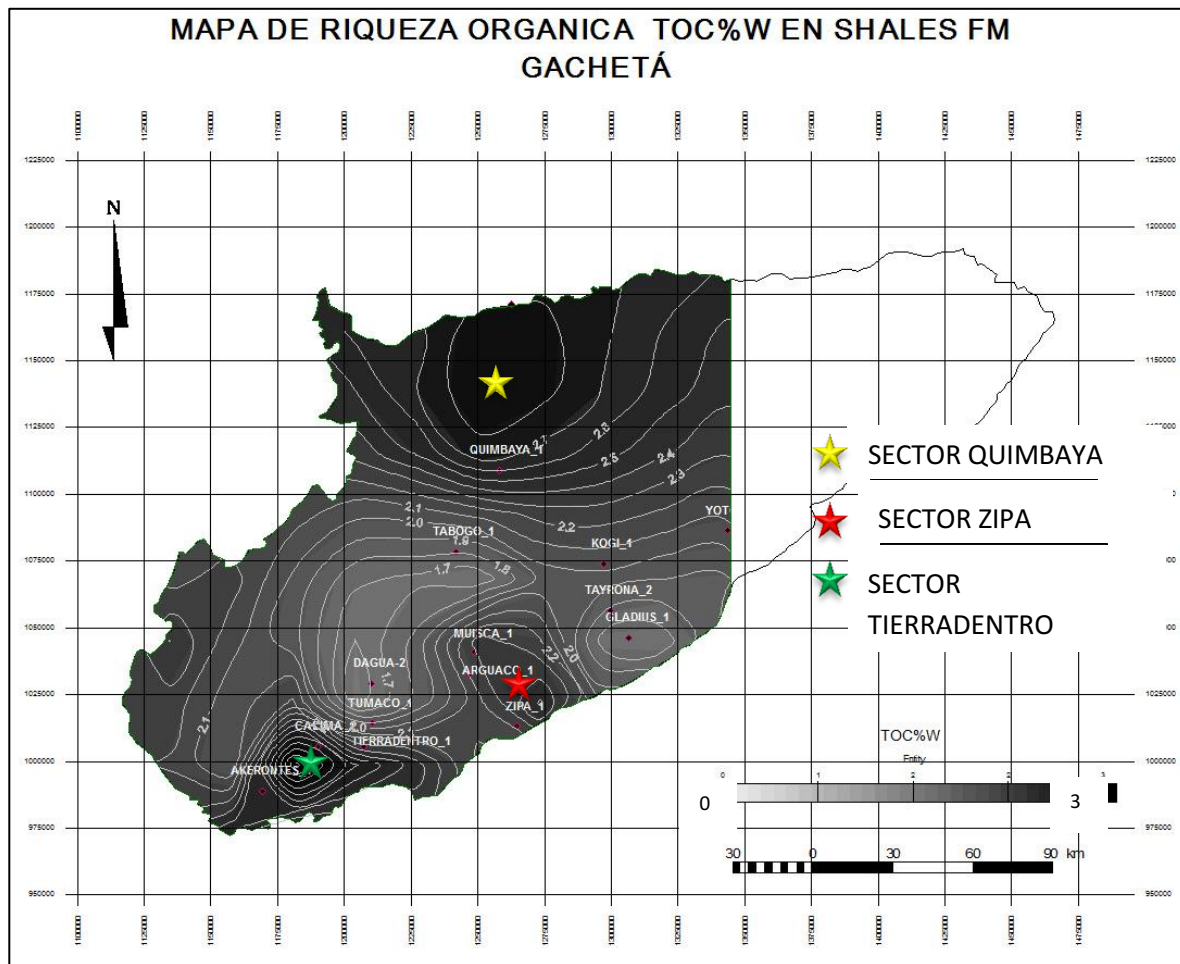


Figura 25. Mapa de Riqueza Orgánica en shales de la Formación Gachetá.

Contendio de Materia Orgánica.

El Contenido de Materia Orgánica, expresado en contenido de carbón orgánico en porcentaje en peso (TOC%), fue calculado para la Formación Gachetá y promediado para cada pozo figura 25. Estos promedios fueron utilizados para cartografiar la distribución del contenido orgánico de esta formación y evaluar su potencial. En algunos casos el valor promedio de TOC% enmascara la presencia de zonas de espesor limitado pero con mayor riqueza de materia orgánica. Es muy probable que la distribución vertical del contenido orgánico de la Formación Gachetá sea muy variable y esté

controlado por diversos factores (ambiente y/o condiciones de depositación, diagenesis, etc.), que no fueron investigados en este trabajo, principalmente por las limitaciones de información, particularmente de datos de laboratorio que permitieran calibrar los cálculos hechos con los registros de pozo. El tipo de dato obtenido (no calibrado) no justificó el análisis de la distribución vertical del contenido orgánico. Adicionalmente se consideró que el promedio del contenido orgánico de la Formación Gachatá podría ser utilizado para evaluar su potencial regional de reservas.

Los valores de TOC% obtenidos a partir de la metodología de Passey et al., (1979), aplicada en este proyecto, fueron comparados con los datos publicados por Aguilera et al., (2010), en su trabajo —Atlas Geoquímico de Colombia”, en este caso, con el mapa de TOC% para la Formación Gachetá en la Cuenca de los Llanos Orientales figura 26.

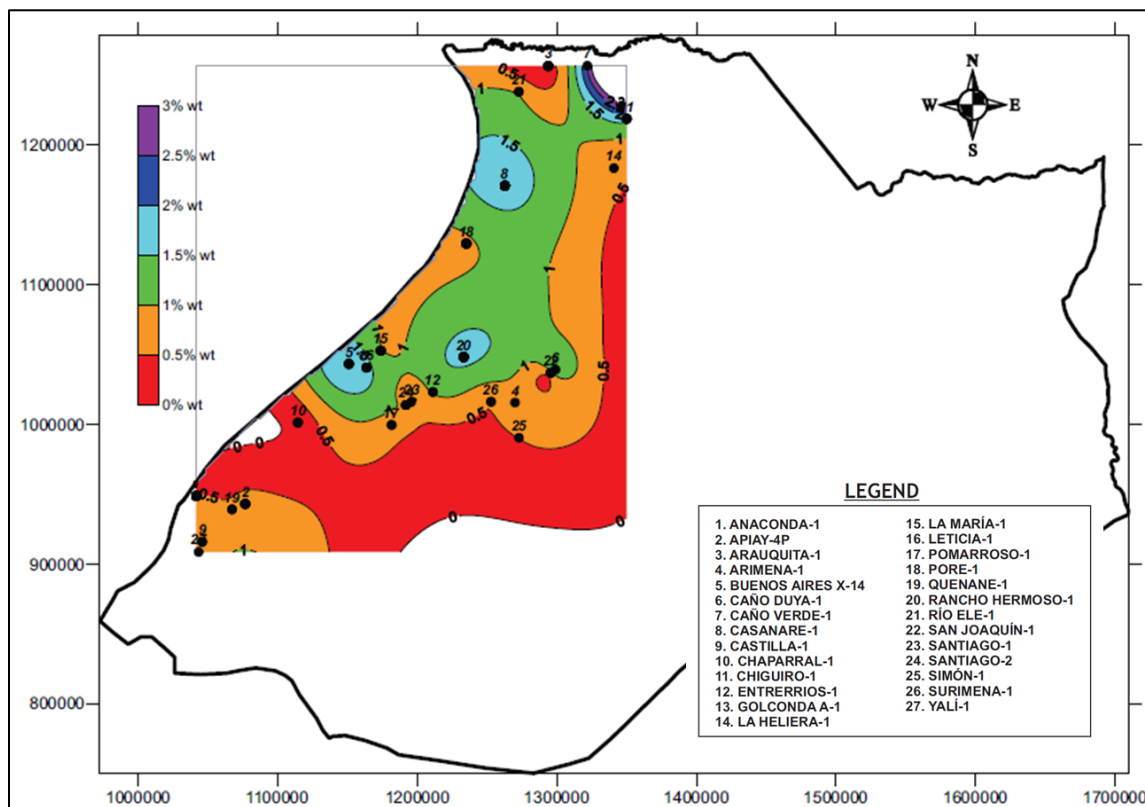


Figura 26. Mapa de TOC% para Fm Gachetá en la Cuenca de los Llanos Orientales. Tomado de Aguilera et al., 2010.

La comparación, los datos obtenidos en este trabajo, con los publicados para la Formación Gachetá en el Atlas de Geoquímica de Aguilera et al., (2010), indican que son equivalentes, como puede observarse en los mapas de las figuras 25 y 26, a pesar de que se están aplicando metodologías muy diferentes. El mapa de Aguilar et al., (2010) ha sido elaborado con medidas de laboratorio en núcleos y en muestras de zanja de algunas porciones de la Formación Gachetá, que se asume son representativas de toda la sección pero limitadas cuantitativamente. Adicionalmente las muestras de zanja están contaminadas con muestras de otras profundidades ("savings") y por productos químicos, algunos orgánicos, que son adicionados a los lodos de perforación. Por el contrario, los promedios utilizados en esta evaluación, son derivados de cálculos verticales continuos evaluados exclusivamente en shales, que permiten una mejor caracterización del contenido orgánico de esta formación.

En terminos generales la riqueza orgánica de la Formación Gachetá en el área del Departamento de Casanare varia de 1.7 a 3.2%. si bien estos valores se encuentran dentro de los valores mínimos propuestos como favorables para la ocurrencia de reservorios no convencionales tipo shale gas/oil (Lewan 1996), ellos están por fuera de los rangos de contenido orgánico de los principales yacimientos no convencionales de los Estados Unidos tabla 3.

Las mayores concentraciones promedio de material orgánico de la Formación Gachetá en el Departamento del Casanare, se localizan en tres sectores, figura 25. El primero hacia la zona Norte del pozo Tabogo-1, llamada **Zona Quimbaya** por la presencia del pozo Quimbaya-1. Es la zona de mayor extensión (8650 km²), con variaciones de TOC%, entre 2.0% y 2.7%. El segundo sector llamado **Zona Zipa**, se ubica hacia el centro del área de estudio. Comprende los pozos **Zipa, Arguaco y Muisca**. Su TOC% varia de 2.0% a 2.5%. No es un área tan grande como el sector Quimbaya, pero es igualmente importante (5541Km²). Por último hacia el Suroeste, se encuentra el sector comprendido por los pozos **Akerontes, Tierradentro y Calima**, llamado **Zona Tierradentro**. Donde se localizan los valores mas altos de TOC% en todo el area de estudio (2.3-3.2% y 5541km²).

Madurez Termal.

La madurez termal no es una propiedad que pueda medirse con las tecnologías de los registros de pozo existentes a la fecha. Su determinación, utilizando cualquier tecnología (reflectancia de la vitrinita, pirolisis, fluorescencia, etc.), requiere análisis sobre muestras de roca. Por esta razón la evaluación de esta propiedad está por fuera de los alcances de este trabajo, y para su evaluación se involucraron los datos publicados por Aguilera et al., (2010) en su mapa de reflectancia de vitrinita para la Formación Gachetá. Por otro lado y aprovechando la disponibilidad de registros de resistividad en todos los pozos involucrados en el estudio, se decidió cartografiar la resistividad promedio de los shales de la Formación Gachetá, haciendo uso dos conceptos: la resistividad infinita de los hidrocarburos, y el aumento de la cantidad de hidrocarburos libres o adsorbidos con el aumento de la madurez termal figura 28.

Como ya se comentó anteriormente la presencia de altas resistividades implica acumulaciones de hidrocarburos, dado que son muy malos conductores eléctricos. Por otro lado la generación de petróleo o gas se relaciona con estados avanzados de evolución térmica que a su vez, es función de un mayor grado de enterramiento (mayor presión y temperatura). Por lo que al cartografiar la base de la secuencia sedimentaria de la Formación Gachetá, figura 27, y al identificar los sectores de mayor profundidad, se podrían relacionar los sectores termicamente mas evolucionados, que a su vez se correlacionan con los sectores con mayor resistencia a la conducción eléctrica figura 28.

El mapa de zonas de generación de hidrocarburos de Aguilera et al., (2010), interpretado con medidas de la refractancia de la vitrinita figura 21, sugiere que en el Departamento del Casanare, en su parte Centro-Oriental, la Formación Gachetá se encuentra en la ventana temprana de generación de petróleo. El mapa de resistividades promedio de los shales de la Formación Gachetá, representa igualmente esta tendencia de aumento de la madurez termal hacia el occidente del Departamento. Pero adicional a esta tendencia, en el sector sur (área de los pozos **Akerontes, Calima, Tierradentro,**

Tumaco, Muisca, Arguaco y Zipa), se observan las mayores resistividades de la Formación Gachetá, que sugieren que este sector tiene el mayor grado de madurez termal del Casanare. Esta zona de mayor resistividad coincide con los mayores espesores de la Formación Gachetá, que sugieren la presencia de un depocentro depositacional y probablemente una zona de mayor enterramiento que originó mayores temperaturas y mayor madurez termal.

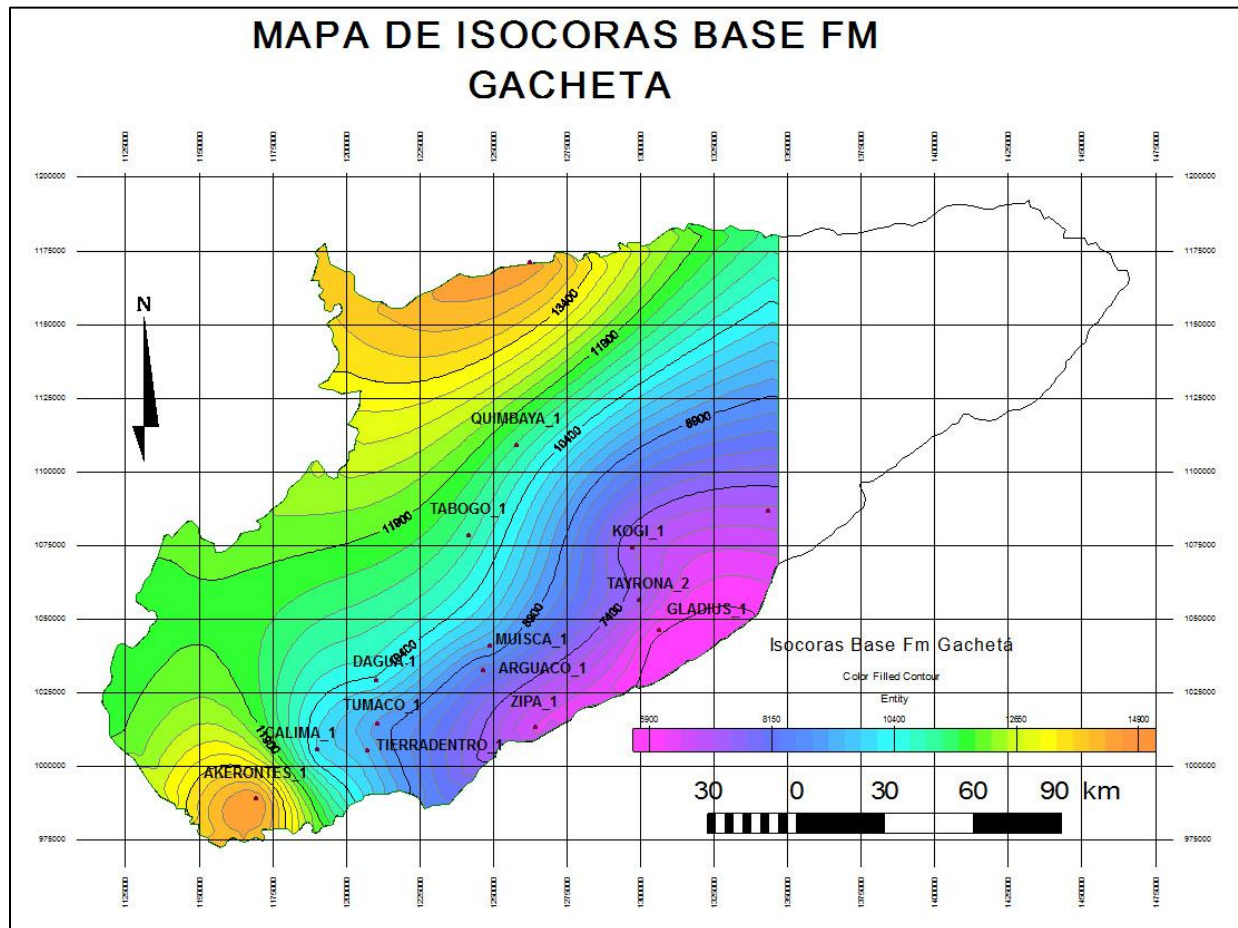


Figura 27. Cartografía de isocoras de la Formación Gachetá

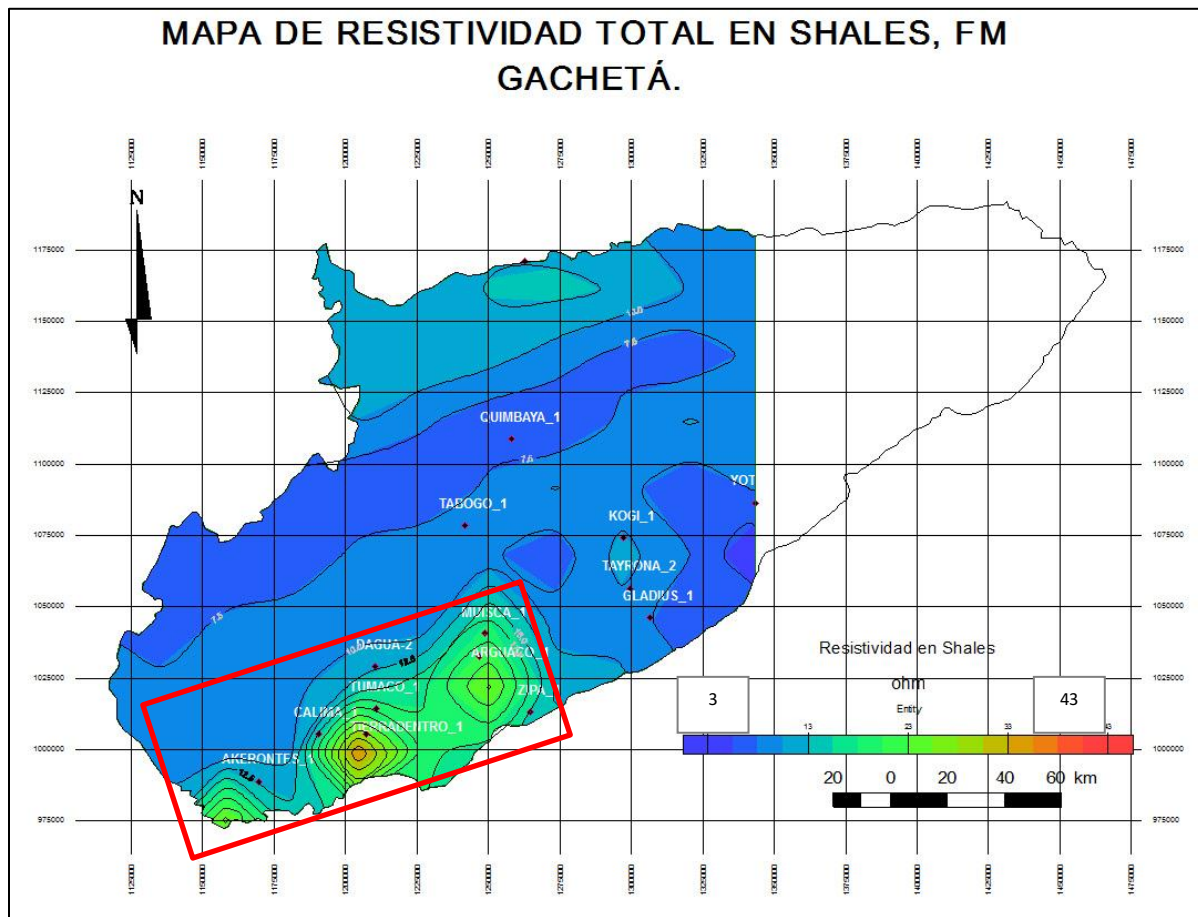


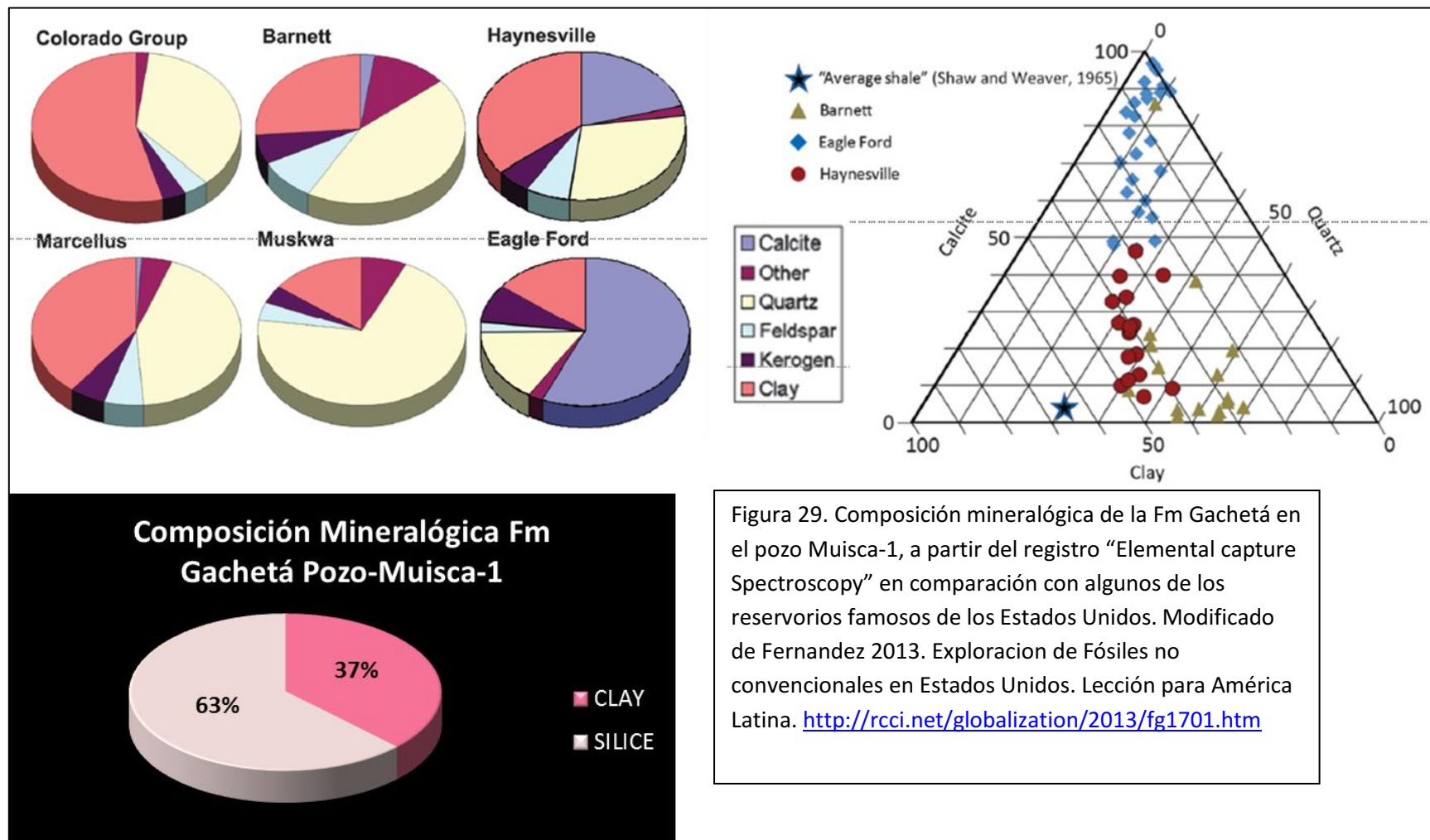
Figura 28. Mapa de resistividad en shales de la Fm Gachetá.

El análisis realizado indica que hacia el Sur del Departamento, los shales de la Formación Gachetá se encuentran en la ventana de generación de gas, con potencial por lo tanto, para yacimientos de shale gas, mientras que en la parte Oriental del Departamento, en la ventana de petróleo, el potencial sería shale oil.

Composición Mineralógica

Como se mencionó anteriormente la composición mineralógica de los shales determina su capacidad para permitir el fracturamiento hidráulico, procedimiento operativo necesario para obtener producción de estos reservorios no convencionales. La presencia de sílice y carbonatos en proporciones mayores del 50%, favorecen la fragilidad de los reservorios, es decir su capacidad para fracturarse, mientras que las arcillas, la afectan adversamente; un contenido menor del 50% es considerado favorable para que los fracturamientos hidráulicos sean eficientes.

La evaluación de esta propiedad debe hacerse en el laboratorio mediante el análisis de muestras del reservorio (núcleos o cortes de perforación), o mediante registros de pozo muy especializados. Para la presente investigación no se dispuso de muestras ni análisis de laboratorio, pero si de un registro especializado en el pozo Muisca-1 **“Elemental Capture Spectroscopy”**, ECS por sus siglas en inglés, el cual permite evaluar la composición mineralógica de las rocas en términos de anhidrita, carbonatos, carbones, sales, pirita, siderita y silicatos (cuarzo, feldespato y micas). Este registro indica que los shales de la Formación Gachetá están compuestos por 62% de sílice y un 37% de arcilla y el 1% restante distribuido entre pirita y carbonatos figura 29 . Esta composición mineralógica es similar a la de los yacimientos Barnett y Wood Ford figura 7, siendo favorable para el fracturamiento-hidráulico.



Porosidad

Al menos cuatro tipos de porosidad han sido reconocidos en los reservorios no convencionales tipo shale gas/oil: intrapartícula, interpartícula, orgánica, y de fracturas. La cuantificación de cada tipo de porosidad dentro de los shales de la Formación Gachetá en el Casanare, está fuera del alcance de este trabajo. Sin embargo, y aprovechando la disponibilidad del registro de densidad, se aproximaron cálculos de porosidad, que deben considerarse representativos de la porosidad total, es decir de la sumatoria de todos los tipos de porosidad. El objetivo principal del análisis es comparar esta propiedad con la de los yacimientos productores de los Estados Unidos.

Las porosidades calculadas en los shales de la Formación Gachetá, fueron determinadas asumiendo una densidad de la matriz de 2.69 g/cm^3 y un fluido de perforación en base agua con una densidad de 1 g/cm^3 . Los valores encontrados oscilan entre 2 y 13%, con promedio de 10%. Estos valores son equivalentes a las porosidades de los yacimientos no convencionales de los Estados Unidos tabla 3.

Áreas de interés.

El análisis combinado de las propiedades de la Formación Gachetá ha permitido la identificación de ciertos sectores con mejor potencial para la producción de hidrocarburos no convencionales.

- ❖ **Sector Quimbaya.**
- ❖ **Sector Zipa.**
- ❖ **Sector Tierradentro.**

Si se tiene en cuenta la distribución de shales, en función de su riqueza orgánica, los sectores de **Tierradentro y Zipa** presentan los mejores espesores sedimentarios con los valores de TOC% más altos. Sin embargo el sector **Quimbaya**, pese a no contar

con las secuencias sedimentarias mas potentes (shales), contraresta su bajo desarrollo sedimentario, con practicamente el doble de área disponible para su explotación (parametro muy importante en términos económicos para hidrocarburos no convencionales). Adicionalmente el **sector Quimbaya** tiene la ventaja de presentar una distribución orgánica y una continuidad lateral mucho mas importante en comparación con las otras dos zonas, sin mencionar que se encuentra relativamente mas cerca al sistema de fallas inversas del piedemonte llanero, por lo que se podría esperar una mayor presencia, continuidad y densidad de fracturas naturales (factor muy favorable para un mayor grado de permeabilidad), lo que podría representar una mayor capacidad operacional, con incluso una mayor produccion neta de hidrocarburos en el tiempo. Sin embargo, el problema con el **sector Quimbaya** es la baja densidad de datos disponibles (solo pozo Quimbaya y Zenues), lo que genera cierta incertidumbre con respecto a lo representativo que es el valor de TOC% para un área tan grande. Adicionalmente y aunque en promedio el **Sector Quimbaya** maneja resistividades ligeramente superiores en comparacion al área evaluada, su respuesta es inferior a los valores resistivos concentrados en los sectores de **Zipa y Tierradentro** figura 28.

Los sectores de **Tierradentro y Zipa**, se perfilan como las mejores opciones donde se podrían desarrollar los reservorios tipos shale gas/oil de mayor calidad. Estos sectores, concentran las respuestas resistivas mas altas, poseen la mayor riqueza orgánica en promedio de todo el sector evaluado, presentando los rangos de espesores de shales mas potentes, y limitan con el depocentro sedimentario local del Departamento del Casanare. Adicionalmente hacia el sector Suroccidental del área de estudio, la secuencia sedimentaria Cretácea de Gachetá presenta sus niveles estructurales mas bajos dentro del Casanare (mayor madurez termal). Por último y con base exclusivamente en el pozo **Muisca-1**, se podria asumir que la composición mineralogica del sector es adecuada para la estimulación hidraulica y para la explotación de hidrocarburos no convencionales,

Bajo todos los parámetros anteriormente mencionados, el área de interés para futuros trabajos exploratorios, estará ubicada en cercanías a los pozos **Akerontes, Calima,**

Tierradentro, Tumaco, Muisca, Arguaco y Zipa, correspondientes a los sectores **Zipa y Tierradentro** que en conjunto conforman un área de 7200 km², dejando el sector **Quimbaya** como una tercera opción, en donde es altamente recomendado realizar nuevos estudios, utilizando información de pozos adicionales.

Potencial de reservas de hidrocarburos.

En terminos de riqueza orgánica, los shales de la Formación Gachetá, presentan rangos superiores al 2.0 TOC% mínimo para ser productores no convencionales (Lewan 1996). Sin embargo y apartir de las relaciones gráficas establecidas por Passey et al., (1979), el tipo de kerógeno es un factor de suma importancia, que determina el potencial de generación de hidrocarburos en rocas organogénicas de grano fino.

Diferentes autores, entre ellos Sarmiento (2011), muestran que el tipo de kerógeno de la Formación Gachetá, es una mezcla entre los tipo II y III. Esto representa un panorama poco favorable para la producción económica de hidrocarburos en este tipo de reservorios. Dada la naturaleza del kerogeno en función de los rangos de TOC% obtenido para el área de **Zipa y Tierradentro** (2.0-3.2%). En el mejor panorama (kerógeno tipo II), la Formación Gachetá tendria el potencial para generar de 10 a 20 ml HC/gr de roca, mientras que si se asume un kerógeno de tipo III su potencial disminuye a menos de 10 ml HC/g de roca figura 9.

En los shale gas, el gas se encuentra principalmente en dos formas: libre en los espacios porosos, y adsorbido a la materia orgánica. Algunos autores adicionan una tercera forma de gas absorbido o en solución principalmente en los líquidos de los shales. En los yacimientos de los Estados Unidos la relación del gas adsorbido al gas libre varía entre 60:40 y 10:90 (Jarvie, 2012), es decir que puede llegar a ser muy importante en estos yacimientos. Dos factores determinan la cantidad de gas adsorbido en estos reservorios: la cantidad de materia orgánica y la presión figura 30. Por esta razón, el bajo contenido de materia orgánica de la Formación Gachetá (1.7-2.5%), se considera un factor desfavorable. Adicional a lo anterior, otros investigadores han relacionado directamente el potencial de gas original en sitio —~~original~~ gas in place”, total

de los shales gas (adsorbido y libre), con el contenido de materia orgánica figura 31. El gas libre, aunque depende de varios factores como la porosidad y la saturación, está controlado en gran proporción por la presión. En la figura 32 se presentan de manera combinada la contribución del gas adsorbido y libre. Como puede observarse, la presión es un factor determinante en el potencial de gas original en sitio ($-OGIP$) de los shales, y ésta depende directamente de la profundidad de los reservorios. Asumiendo que el gradiente de presión en el Casanare es el hidrostático o normal, y de acuerdo con el mapa de la figura 31, la presión de la Formación Gachetá varía entre 3,000 y 6,000 psi (libras por pulgada cuadrada).

ADSORBED GAS-IN-PLACE

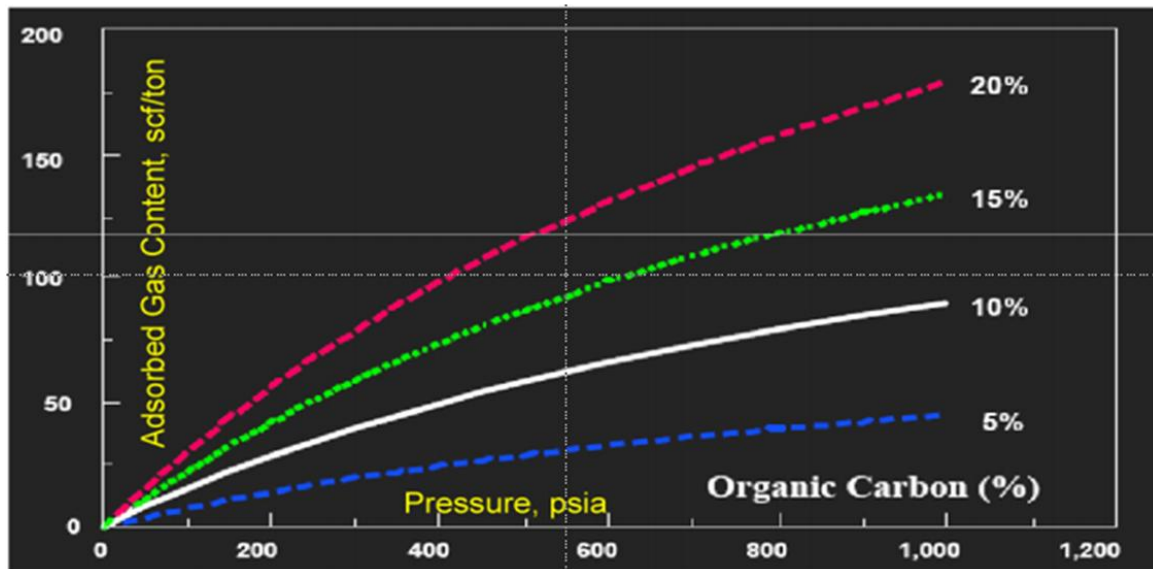


Figura 30. Analisis de Isotermas a partir de nucleos de perforación, usado para determinar el "Asborbed Gas-In.Place. Tomado de Farjad, 2007.

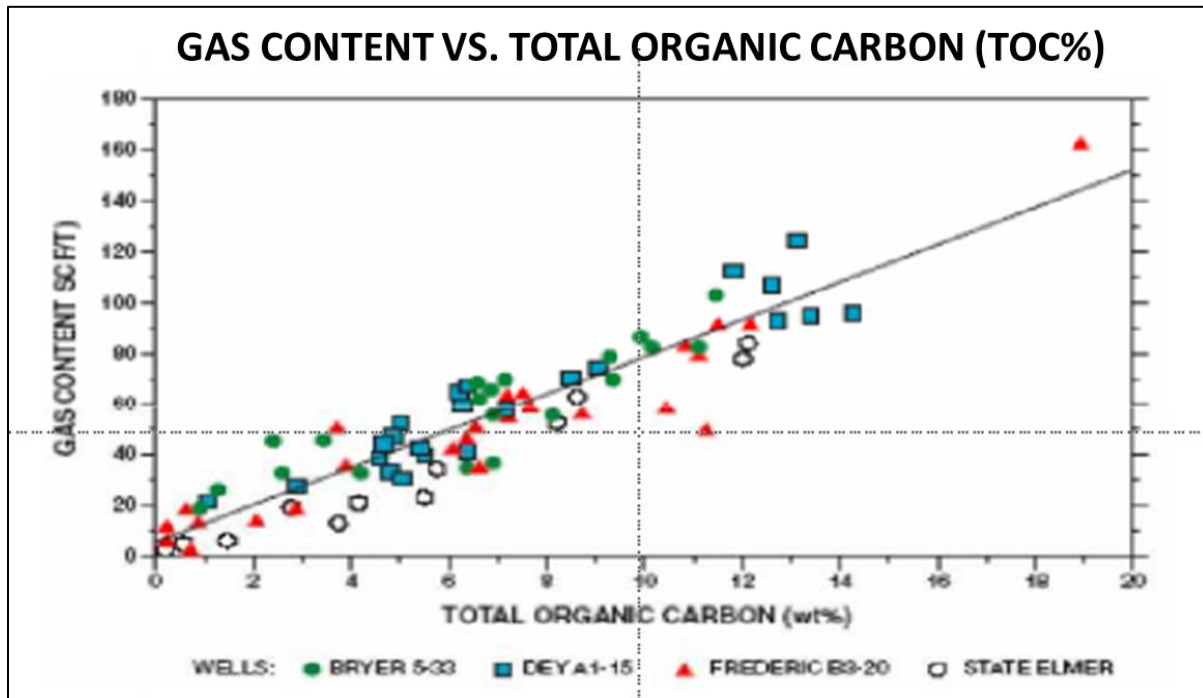


Figura 31. Relación entre el contenido de gas y el carbono orgánico total (TOC%), evaluado sobre el Antrim Shale en la cuenca de Michigan. Tomado de Decker et al., 1993.

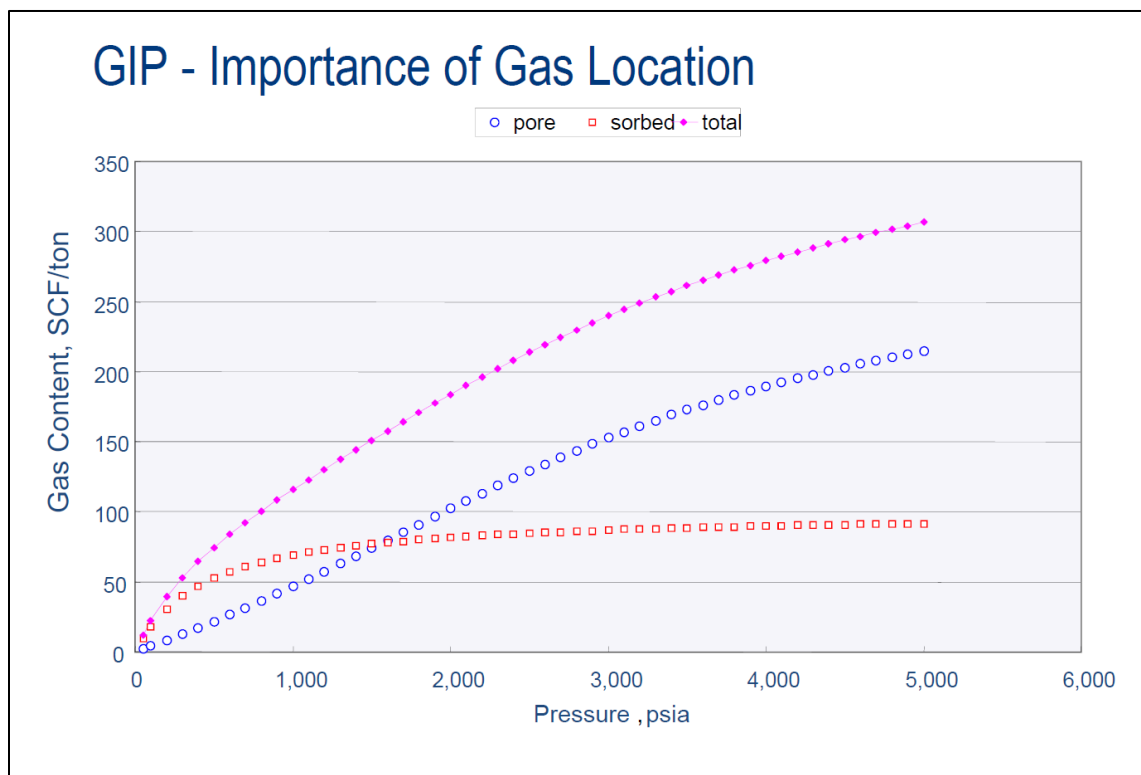


Figura 32. Relación entre el contenido de Gas y presión de formación. Tomado de Jarvie 2012

Si se considera únicamente el contenido de materia orgánica de la Formación Gachetá, ésta tendría un potencial de gas original de unos 30 SCFG/TON (pies cúbicos de gas en condiciones estándar por tonelada de roca) (figura 31). Si adicionalmente se consideran las condiciones de presión de la Formación Gachetá, su potencial podría incrementarse hasta 200 ó 300 SCFG/TON figura 32. Puede concluirse de lo anterior que las condiciones de presión de la Formación Gachetá son muy favorables para la existencia de reservorios tipo gas shale, e igualmente desfavorables desde el punto de vista operativo pues estas presiones implican profundidades de hasta 14.000 pies.

La variación del potencial de gas original mencionado anteriormente, no solamente refleja las incertidumbres que aún persisten en el entendimiento de estos reservorios, sino la ausencia de medidas de laboratorio que hubiesen permitido unas evaluaciones de potencial más precisas. De todas maneras hay que destacar que el rango de potencial propuesto encaja perfectamente dentro de los rangos de los yacimientos más importantes de los Estados Unidos (Tabla 4).

Source	Basin/area	Gas-filled porosity (%)	Total gas content (scf/ton)	Adsorbed gas (%)	Adsorbed gas content (scf/ton)	Adsorbed gas content (m ³ /ton)
Curtis (2002)	Antrim	4	40 - 100	70	28 - 70	0.8 - 2.0
Curtis (2002)	Ohio	2	60 - 100	50	30 - 50	0.8 - 1.4
Curtis (2002)	New Albany	5	40 - 80	40 - 60	16 - 32	0.5 - 0.9
Curtis (2002)	Barnett	2.5	300 - 350	20	60 - 70	1.7 - 2.0
Curtis (2002)	Lewis	1 - 3.5	15 - 45	60 - 85	9 - 27	0.3 - 0.8
Jarvie (2012)	Marcellus	4	60 - 150	45	27 - 67.5	0.8 - 1.9
Jarvie (2012)	Haynesville	6	100 - 330	25	25 - 82.5	0.7 - 2.3
Jarvie (2012)	Bossier	4	50 - 150	55	27.5 - 82.5	0.8 - 2.3
Jarvie (2012)	Barnett	5	300 - 350	55	165 - 192.5	4.7 - 5.5
Jarvie (2012)	Fayetteville	4.5	60 - 220	50 - 70	30 - 110	0.8 - 3.1
Jarvie (2012)	Muskwa	4	90 - 110	20	18 - 22	0.5 - 0.6
Jarvie (2012)	Woodford	3	200 - 300	60	120 - 180	3.4 - 5.1
Jarvie (2012)	Eagle Ford	4.5	200 - 220	25	50 - 55	1.4 - 1.6
Jarvie (2012)	Utica	2.9	70	60	42	1.2
Jarvie (2012)	Montney	3.5	300	10	30	0.8

Tabla 4. Resumen de los parametros de varios shales en Estados Unidos, relevantes para determinar recursos de Gas. Tomado de Curtis 2002 y Jarvie 2012.

La cantidad de gas que podría recuperarse de los shales de la Formación Gachetá, es decir, las reservas potenciales, es muy difícil de evaluar con la información que estuvo disponible para esta investigación. Solamente el pozo Muisca-1 pudo estudiarse, indicando composición mineralógica favorable para los fracturamientos hidráulicos, pero es muy difícil asegurar que este pozo sea representativo de toda la Formación Gachetá en el Casanare. Otro tipo de información necesaria para la correcta localización de los pozos productores comerciales, como la presencia de fracturas naturales, las propiedades geomecánicas, etc., no estuvo disponible en esta investigación.

La evaluación del potencial como reservorios tipo shale oil, equivalentes a los shale gas (no deben confundirse con los oil shales que son aquellos que deben ser extraídos con técnicas de minería y calentados para extraer el petróleo), requiere de técnicas geoquímicas (Jarvie 2012), que estuvieron por fuera del alcance de esta investigación. Que el reservorio se encuentre en la ventana de generación de petróleo es un factor importante, pero lo determinante es el contenido de hidrocarburos libres, que se obtiene con el parámetro S-1 de la pirólisis Rock-Eval (Levorsen 2001). El contenido de materia orgánica es obviamente un parámetro importante pero al mismo tiempo puede ser adverso por su alta capacidad para adsorber hidrocarburos que no pueden ser producidos (existen reservorios con altos contenido de petróleo original —original oil in place—, pero factores de recobro muy bajos). Los altos contenidos de cuarzo pueden tener un rol secundario debido a su relación con materia orgánica con alta capacidad de adsorción. También parece existir una estrecha relación entre la productividad y las facies de carbonatos relacionadas.

Dado el precio actual del barril de petróleo (US 47.45/bls WIT), al contemplar los costos que implica el desarrollo de una operación petrolera en Colombia, y mas aún, si es de naturaleza no convencional, a manera de conclusión difícilmente un balance económico para la explotación de hidrocarburos no convencionales sobre la Formación Gachetá, podría resultar favorable bajo los estándares económicos actuales. Su contenido orgánico ligeramente superior al límite mínimo productivo, su moderado grado de

evolución termica, y su materia orgánica de origen tanto marino como continental, representan en conjunto, un panorama, poco favorable para la producción económica de hidrocarburos no convencionales en los shales de la Formación Gachetá. Sin embargo la presente investigación, contempla únicamente una primera aproximación a la prospección de hidrocarburos no convencionales, en reservorios tipos shale gas/oil, por lo que futuras investigaciones enfocadas en las áreas establecidas con mayor potencial de generación, utilizando mayor y mejor cantidad y calidad de datos son requeridos para establecer correctamente su verdadero potencial.

8. RECOMENDACIONES.

- ❖ Es de gran importancia para la correcta implementación de la metodología de Passey et al., (1979), calibrar el modelo litológico, y las respuestas del registro de Rayos Gamma, con muestras físicas de pozo. De esta forma se evalúa la riqueza orgánica en rocas exclusivamente organogénicas fino-granulares, obviando los reservorios convencionales, y la posible presencia de arena sucia con alto contenido de arcilla en su matriz, eliminado de esta forma, ruido en los resultados obtenidos.
- ❖ La relación matemática para el cálculo de la riqueza orgánica (TOC%) establecidas por Passey et al., (1979), esta en función de la variable llamada **“TOC% REGIONAL BACKGROUND”** que hace referencia al contenido mínimo de materia orgánica regional que todo shale posee, incluso sin ser catalogado como generador de hidrocarburos. En el presente trabajo se utilizó un valor de 0.8 TOC% sugerido por el autor, pero es recomendable determinar correctamente el promedio del contenido orgánico regional en los shales, para aumentar la precisión en los resultados obtenidos.
- ❖ El parámetro LOM, se determinó a partir del mapa de reflectancia de la vitrinita publicado por Aguilera et al., (2010), pero se encontró que el tipo de kerógeno también afecta los valores de LOM. Y dado que la Formación Gachetá presenta una mezcla de kerógeno tipo II y III, es necesario determinar con precisión su distribución y el origen del kerógeno a lo largo de todo el área de estudio, para de esta forma, establecer correctamente el parámetro de LOM y mejorar así, la precisión de la metodología de Passey et al., (1979).
- ❖ Para futuros trabajos de investigación, es necesario profundizar en la evaluación de la composición mineralógica de los shales de la Formación Gachetá, dado que un alto contenido de arcilla en su estructura mineral, comprometería la integridad del

proyecto, así se encontraran mejores condiciones tanto de riqueza orgánica, como de evolución térmica.

- ❖ Como ya se ha comentado en varias ocasiones, y aunque los sectores de **Zipa y Tierradentro** fueron las áreas a las que se les asignó el mayor potencial para la producción de hidrocarburos no convencionales en el Departamento del Casanare, es igualmente importante profundizar el estudio en el sector de **Quimbaya**, dado que potenciales es un área de gran extensión y riqueza orgánica.
- ❖ Por ultimo, y aunque no se comentó absolutamente nada al respecto, dada la carencia de información geológica en la presente investigación, se considera de gran importancia, aplicar la misma metodología al sector Suroccidental del Departamento del Casanare aledaño al piedemonte llanero. Es el área con mayor grado de evolución térmica según Aguilera et al., (2010). Además, con base a las correlaciones estratigráficas y el análisis de litofacies realizado, al igual que en la tendencia observada en el mapa de espesor neto de shales, se espera la presencia de potentes secuencias de shales ricas en materia orgánica, posiblemente incluso más importantes que en los sectores de **Zipa y Tierrdentro**.

9. REFERENCIAS.

Aguilera, R., Sotelo, V., Burgos, C., Arce, C., Gomez, C., Mojica, J., Castillo, H., Jiménez, D y Osorno, J., 2010, Organic Geochemistry Atlas of Colombia, Second Edition, Earth Sciences Research Journal, V. 14, Universidad Nacional de Colombia, December 2010, p. 61-77

Autric, A, and Dumesnil, P., 1985, Identification of source Rocks from Wireline Logs, Geological Society, London, Special Publication, 48,p.241-252.

Betancourt, J., 2014, Resultados de la gestión hidrocarburifero en el país yacimientos no convencionales, ANH, Ronda Colombia 2014.

Cooper, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J, y Taborda,A., 1995, Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia, American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, V. 79, No. 10 (October 1995), P. 1421–1443.

Curties, J.B.,2002, Fracture shale gas system, AAPG Bulletin 86 (11), 1921-1938

Decker, K., Peresson, H., 1993, The Carpathians and Their Forland: Geology and Hydrocarbon Resource, AAPG Bullerin 86: 1921-1938.

Dellenbach, J., Espitalie, J., Lebreton, F., 1983, Source Rock Logging Eighth European Formation, Evaluation Symposium, March 15-20,1983.

Ecopetrol and Beicip., 1995, Cuenca de los Llanos Orientales, Estudio geológico regional , Volume 1, Santafé de Bogotá, p.198.

Fajardo, A., Rojas, L.E., and Cristancho, J., 2000, Definición del modelo estratigráfico en el intervalo Cretáceo Superior a Mioceno Medio en la cuenca Llanos Orientales y Piedemonte Llanero., Informe Final ICP-ECOPETROL Piedecuesta, Santander, Colombia, p.144.

Guerrero, J., Sarmiento, G., 2000. The stratigraphy of the W side of the Cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of selected areas and type localities including Aipe, Guaduas, Ortega, and Piedras, Universidad Nacional de Colombia. Geología Colombiana, (25): p. 45-110.

. Hammen T. Van der., 1961, Late Creteceous and tertiary Stratigraphy and tectogénesis of the Colombian Andes, Geol Mijnb, April 1961, p.181-188.

Herron, S.L., 1986, Derivation of Total Organic Carbon Log for Source Rock Evaluation, Transaction of the Twenty-Seventh SPWLA, Annual Logging Symposium.

IAPG., 2012, Operación Reservorios No Convencionales, Instituto Argentino del Petróleo y Del Gas, p. 4-11, June 2012.

Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E., Pollastro, R.M, 2007, Unconventional Shale-Gas

Jarvie, D.M., 2012, Shale resource systems for oil and gas: Part 1—Shale-gas resource systems, in J. A. Breyer (ed.). *Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century*. AAPG Memoir 97: 69–87)

Levorsen A.I., 2001. Systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one Model for Thermogenic Shale-gas Assessment, , American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 91, no. 4 (April 2007), pp. 475–499

Lewan, M.D., 1996, Gas:Oil Ratios for Source Rocks Containing Type-I,II,IIS, and III Kerogens as Determined by Hydrous Pyrolysis, U.S. Geological Survey, Denver, Colorado, U.S.A, p.99-327.

Loucks, R.G., Reed, R.M., Ruppel, S.C y Hammers,U., 2010, Preliminary Classification of Matrix Pores in Mudrocks, Presented to Gulf Coast Association of Geological Societies (GCAGS), April, 2010.

Passey, Q.R.,Bohacas,K.M.,Esch, W.L.,Klimentidis, R y Sinha, S., 2010, From Oil-prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir-Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs, SPE 131350, CPS/SPE International Oil & Gas Conference, Beijing, China 8-10, June 2010.

Passey, Q.R.,Creaney, S., Kulla,J.B.,Moretti,F.J y Stroud, D,1979, A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin V.74, No.12 December 1990, p.1777-1794.

Sarmiento, L.F., 2011, Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin, Vol 9, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Fondo editorial Universidad EAFIT, Medellin 2011, p.11-47.

Schmoker, J.W., 1979, Determination of Organic Content of Appalachian Devonian Shales from Formation Density Logs, American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, V63. P.1504-1537.

Schmoker, J.W., 1981, Determination of Organic matter Content of Appalachian Devonian Shales from Gamma-Ray Logs, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V.65. P.1285-1298.

Thyberg, B., Bjorlykke, K., Jahren, J., Mondol, N.H., Marcussen, O., Croize, D., Peltonen,C., 2009, Sediment Compaction and Rock Properties, American Association of Petroleum Geologists , International Conference and Exhibition, Cape Town, South Africa, October 26-29, 2008.

Vásquez, C., 2008, Informe Geológico Pozo Carrizales-1 Bloque Cravo Viejo Departamento del Casanare, Grupo C&C Energia(Barbados) Sucursal Colombia, Junio del 2008.

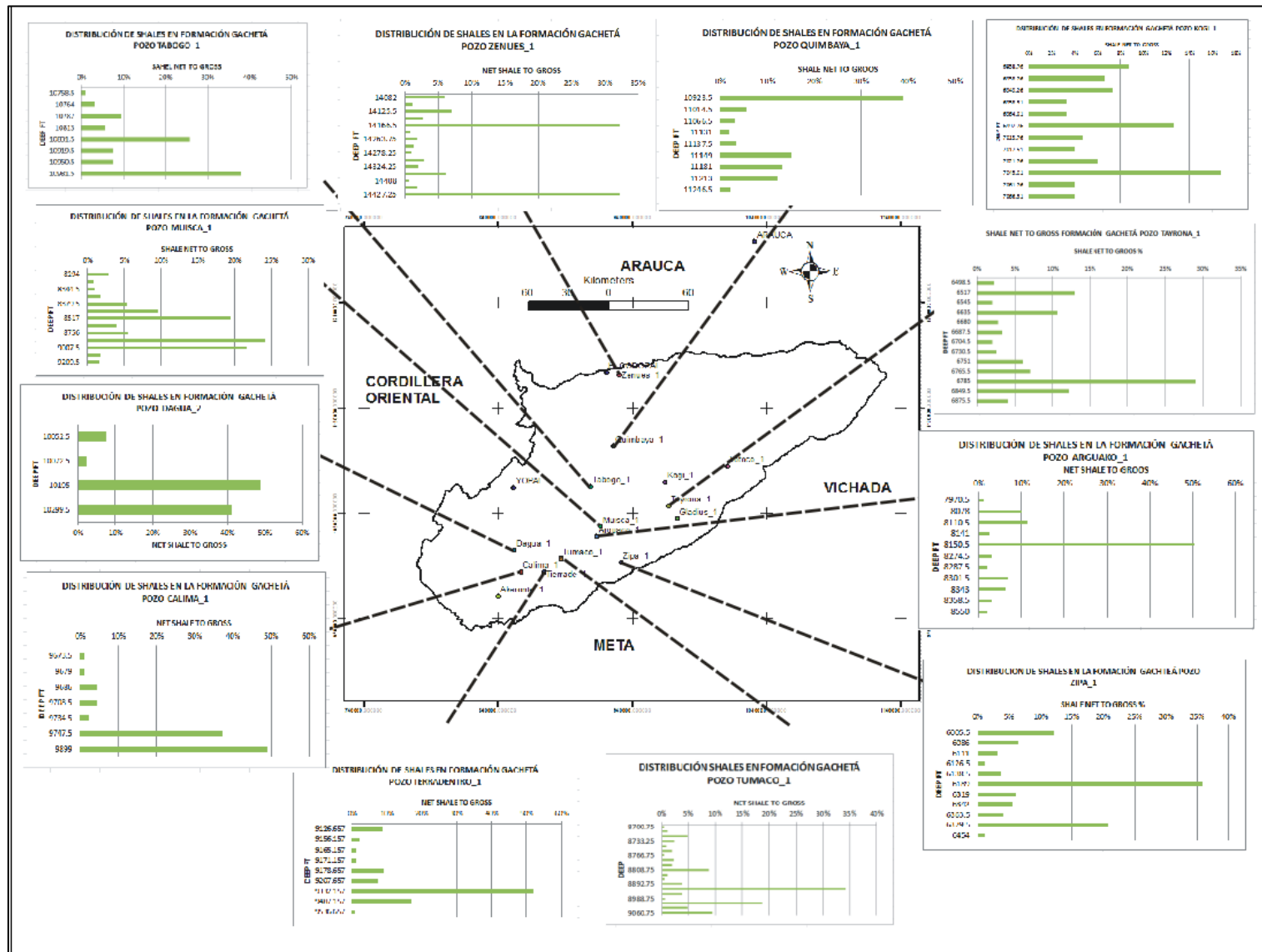
Villamil, T., 2002, Regional Hydrocarbon Systems of Colombia and Western Venezuela: Their Origin, Potential, and Exploration, Lukoil Overseas, Bogota, Colombia June 2002.

Walls,J., Diaz, E., 2008, Shale Reservoir Properties from Digital Rock Physics, ACGGP, Ingrain, Houston, USA, 2008.

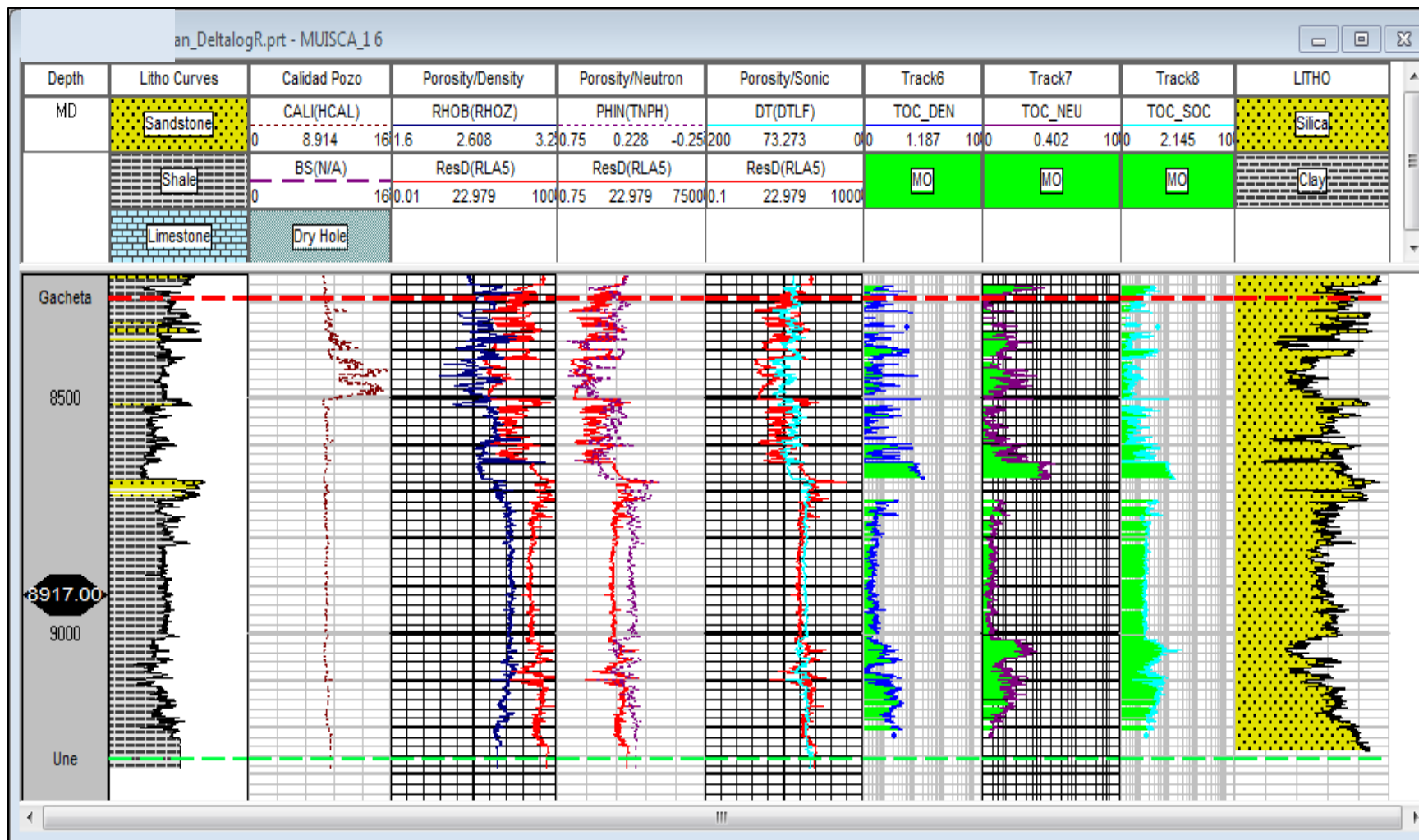
Zhao, H., Givens, N.B., Curtis, B., 2007, Thermal Maturity of the Barnett shale determined from well-log analysis, AAPG Bulletin, v. 91, no. 4 (April 2007), pp. 535–549

ANEXOS.

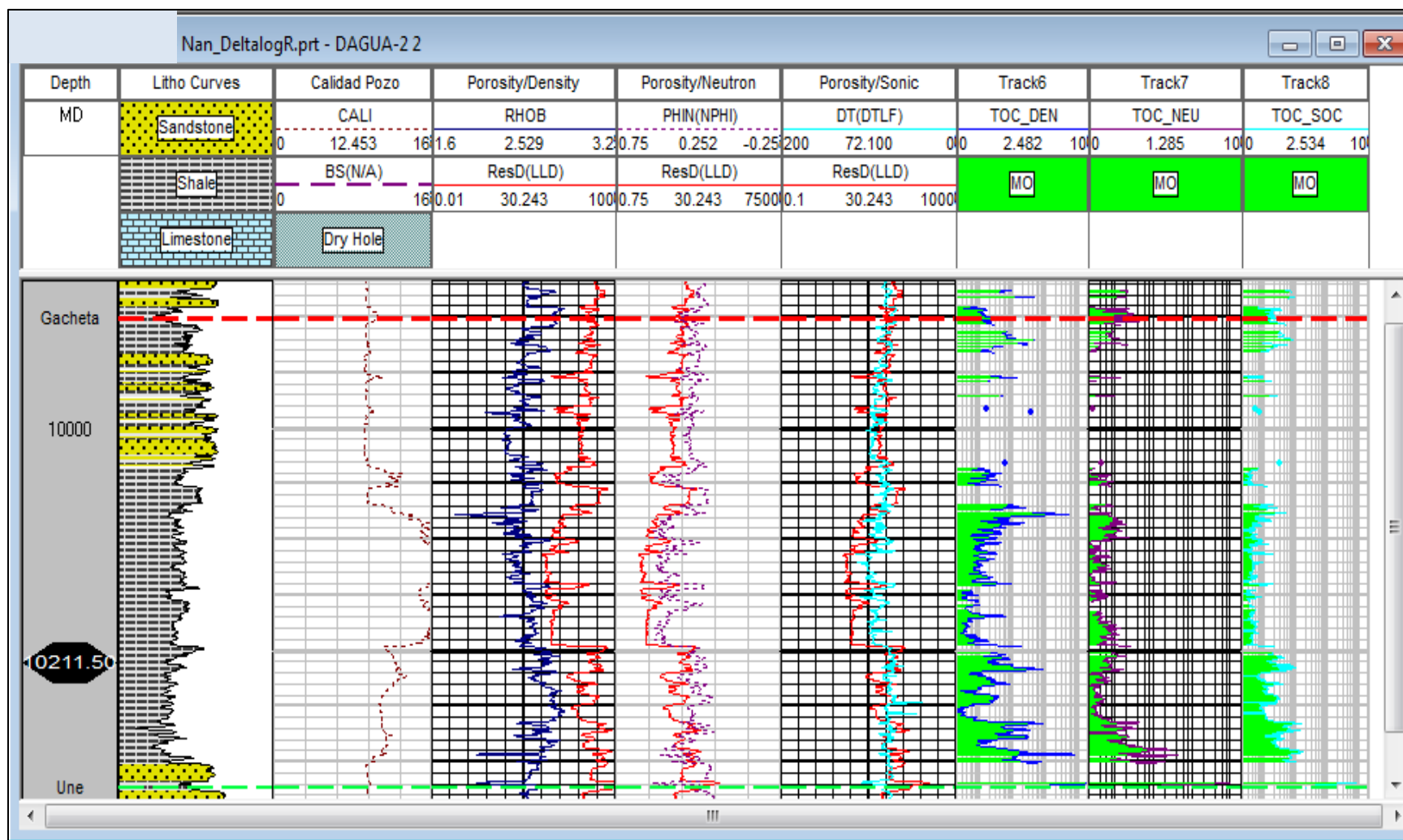
Anexo2. Distribución de shales sobre la Fm Gachetá



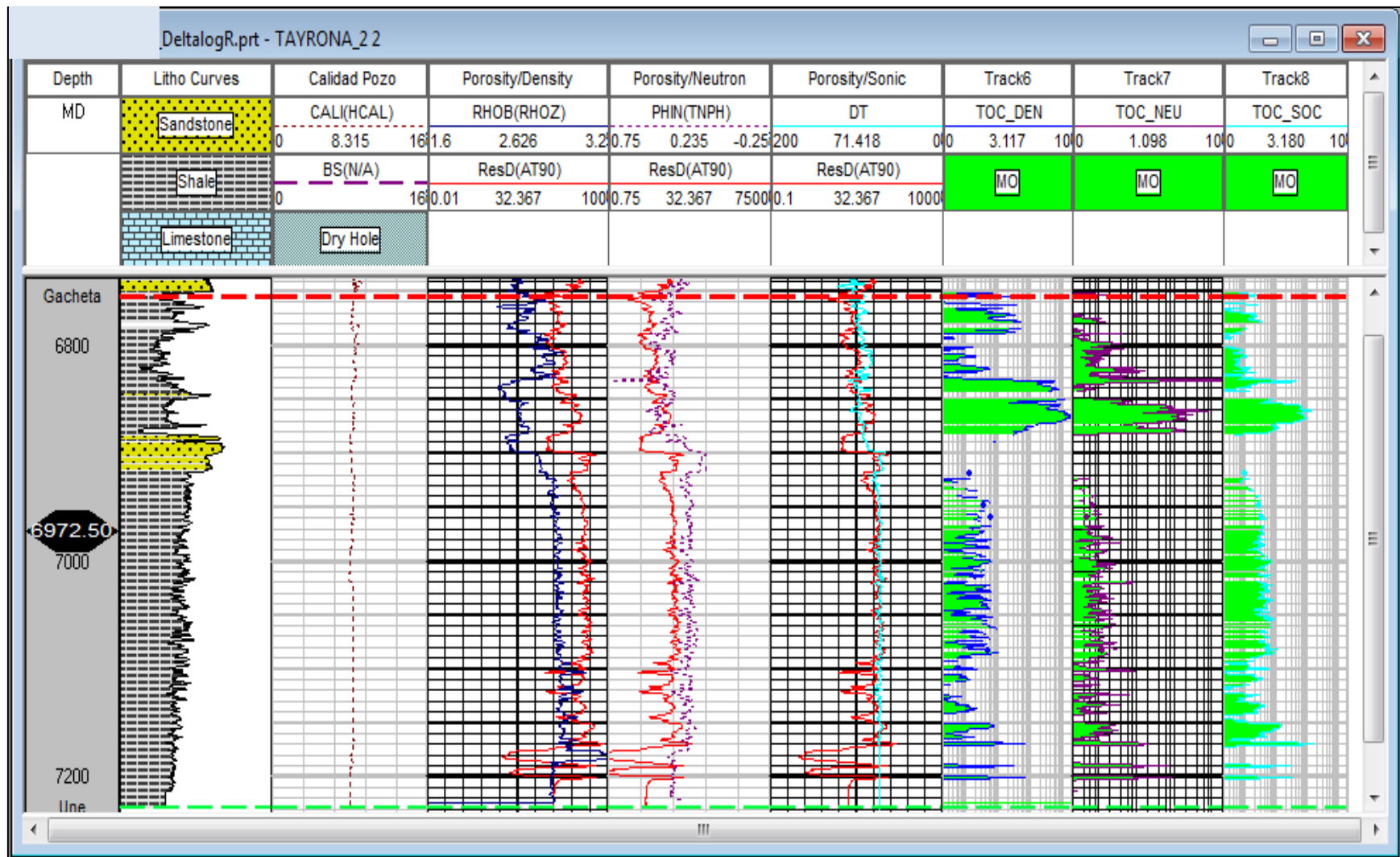
Anexo 3. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Muisca.



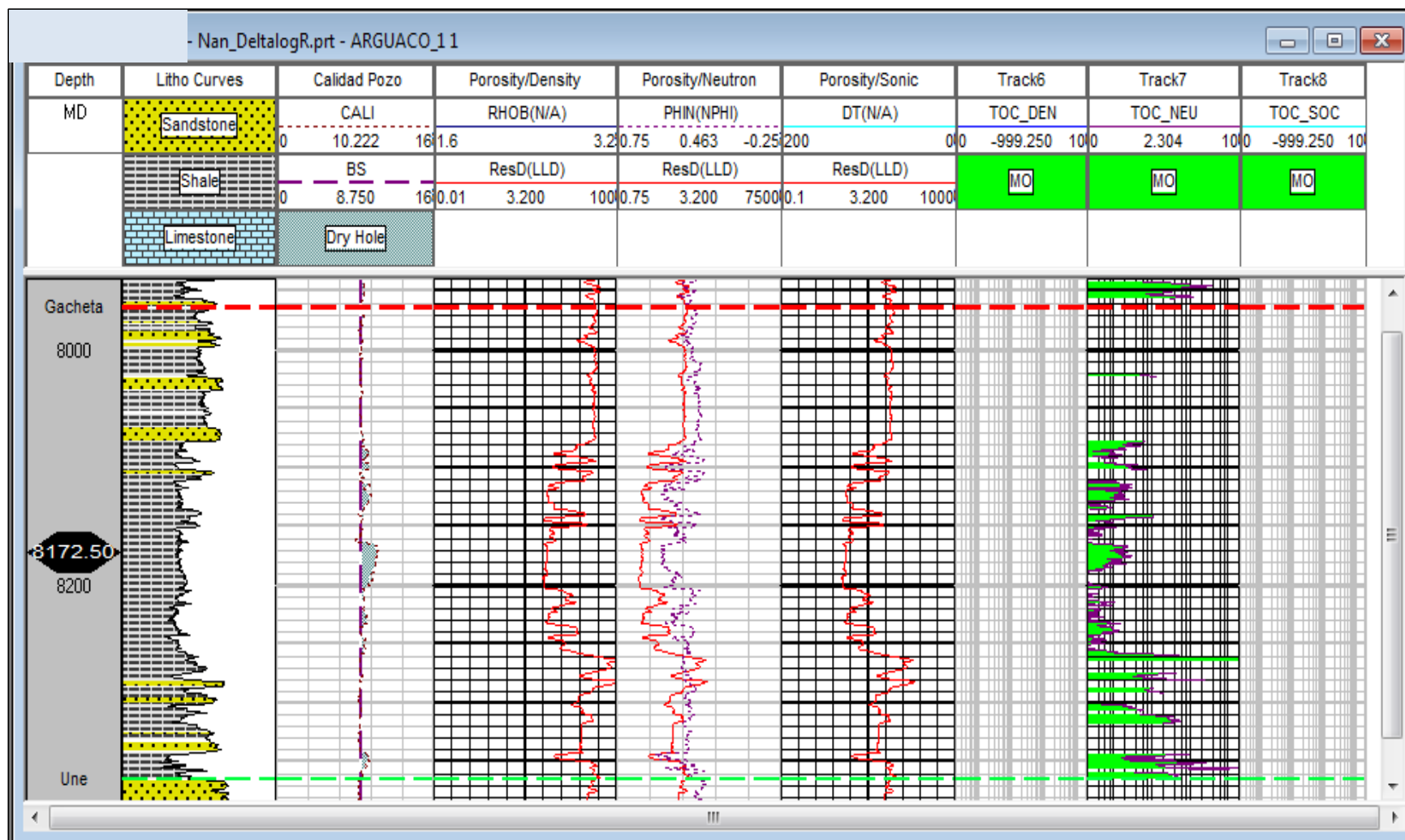
Anexo 4. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Dagua.



Anexo 5. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Tayrona.

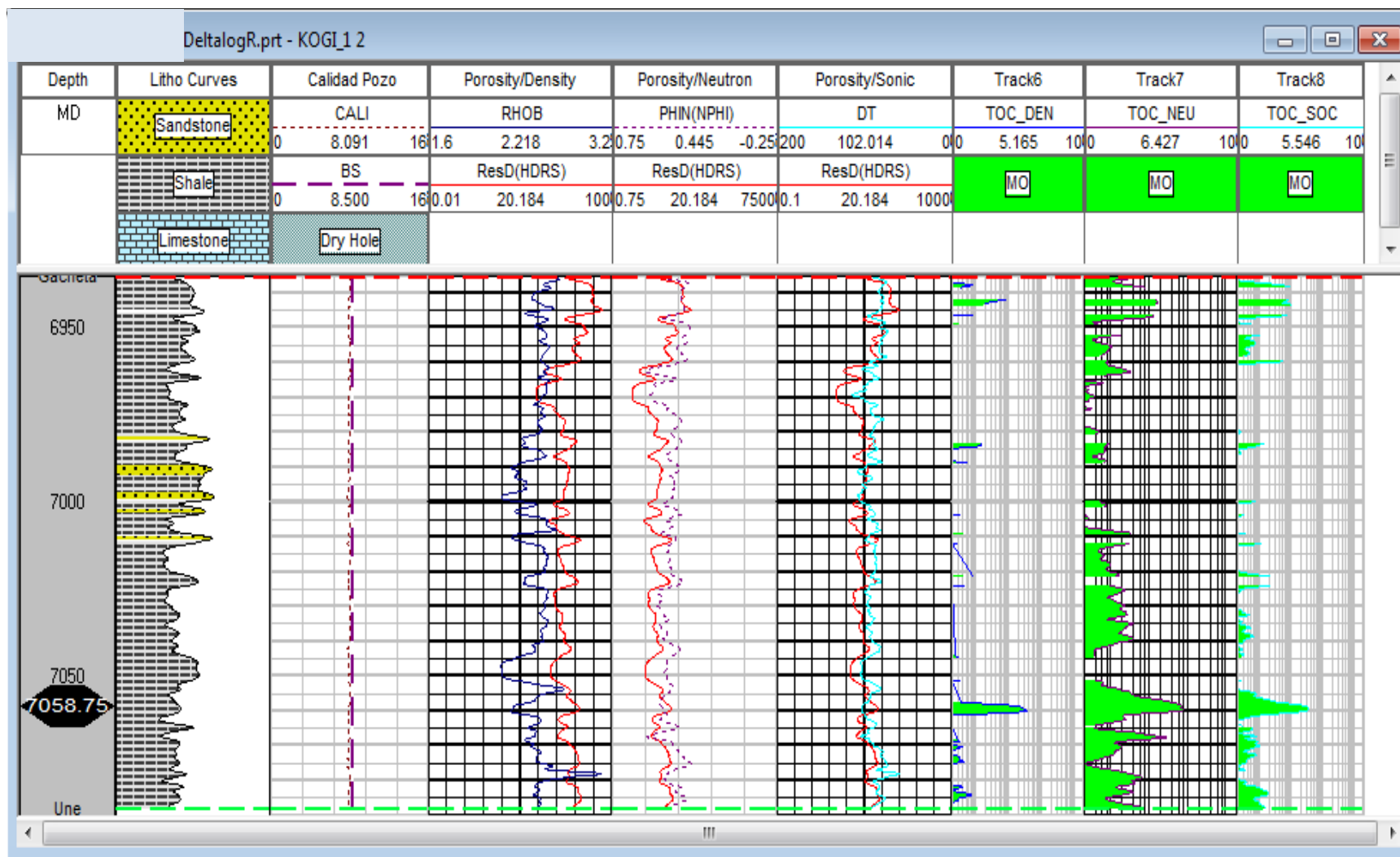


Anexo 6. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Arguaco.

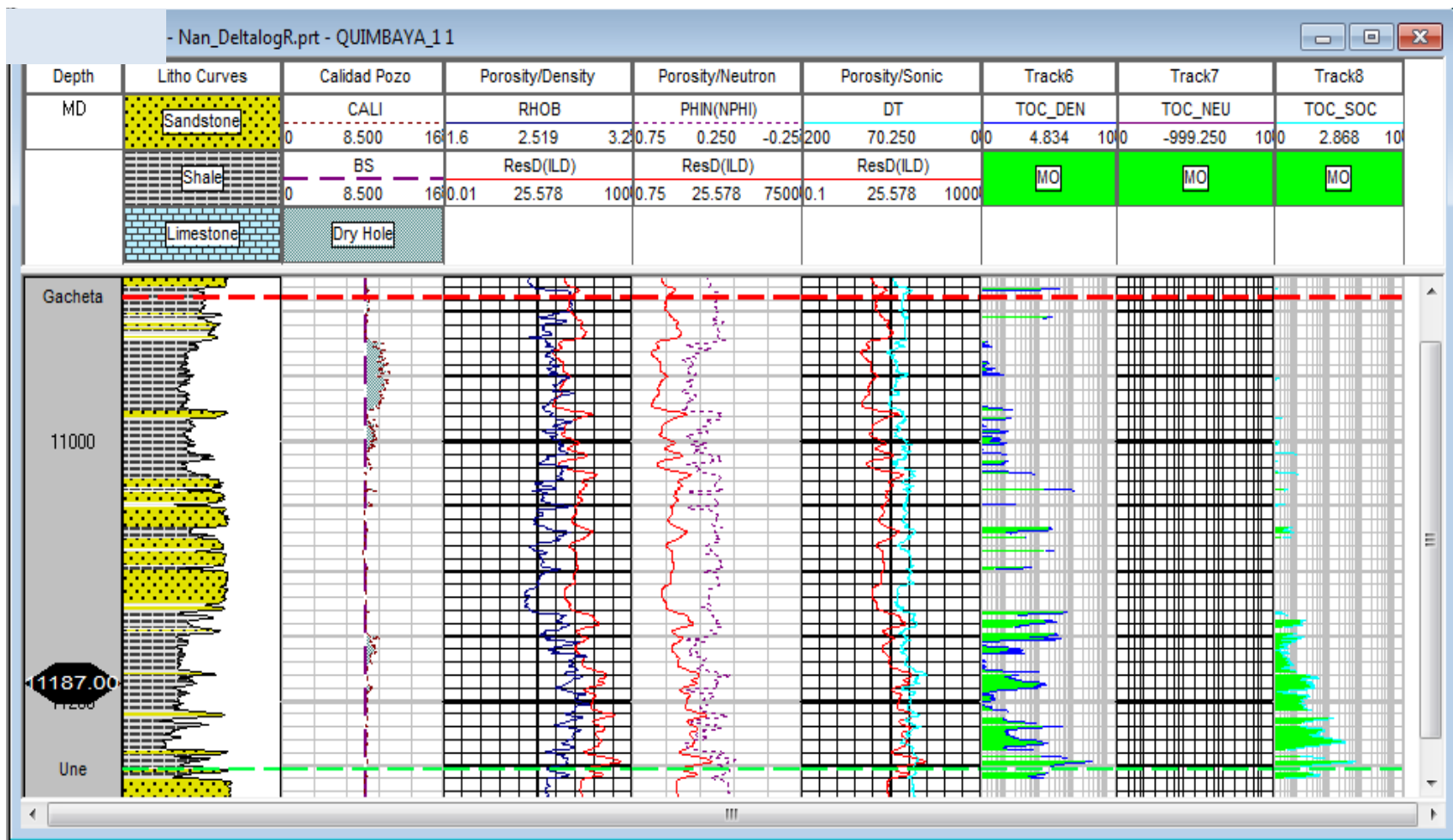


Anexo 7. Determinación del contenido orgánico

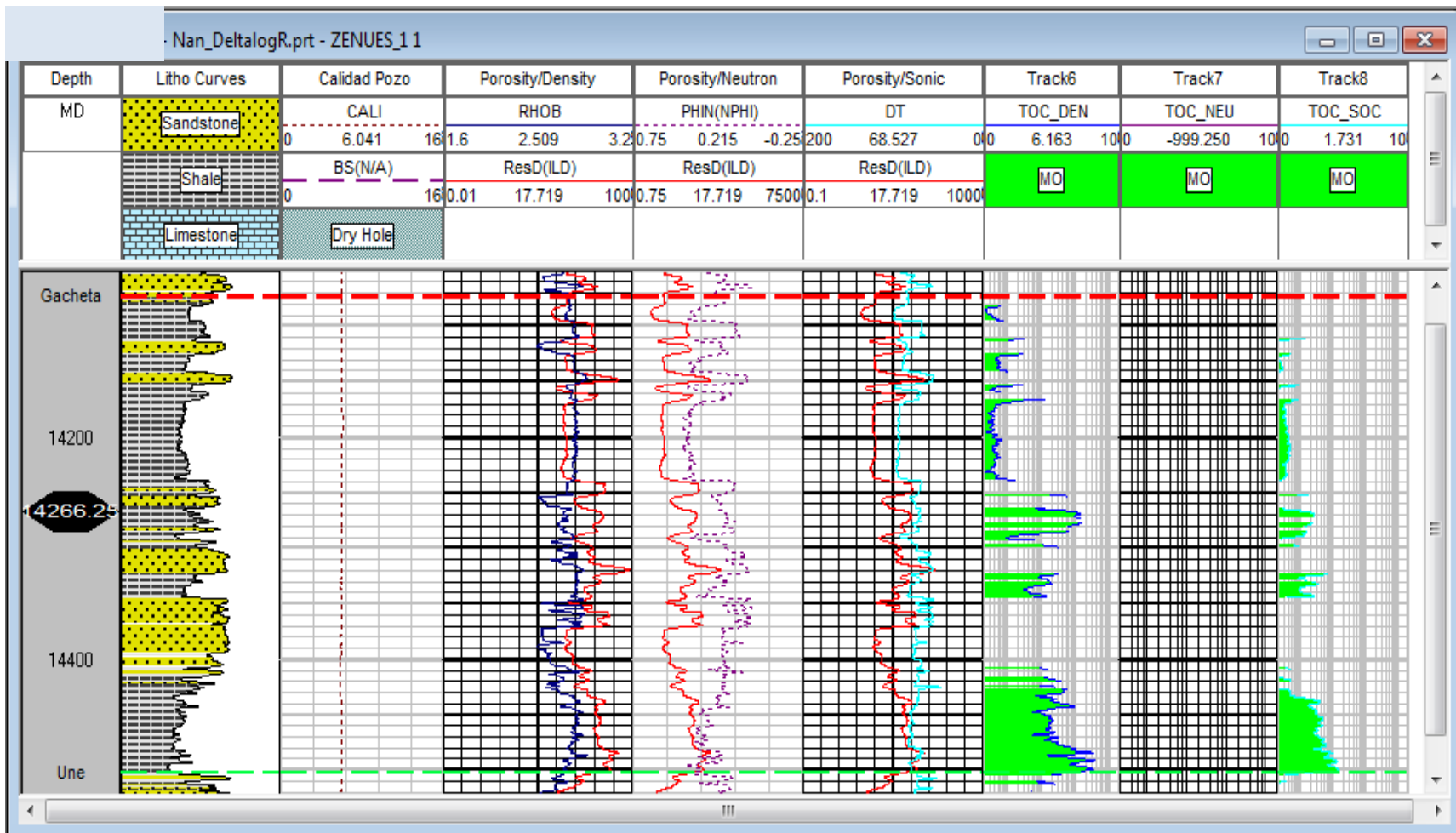
Fm Gachetá Pozo-Kogi



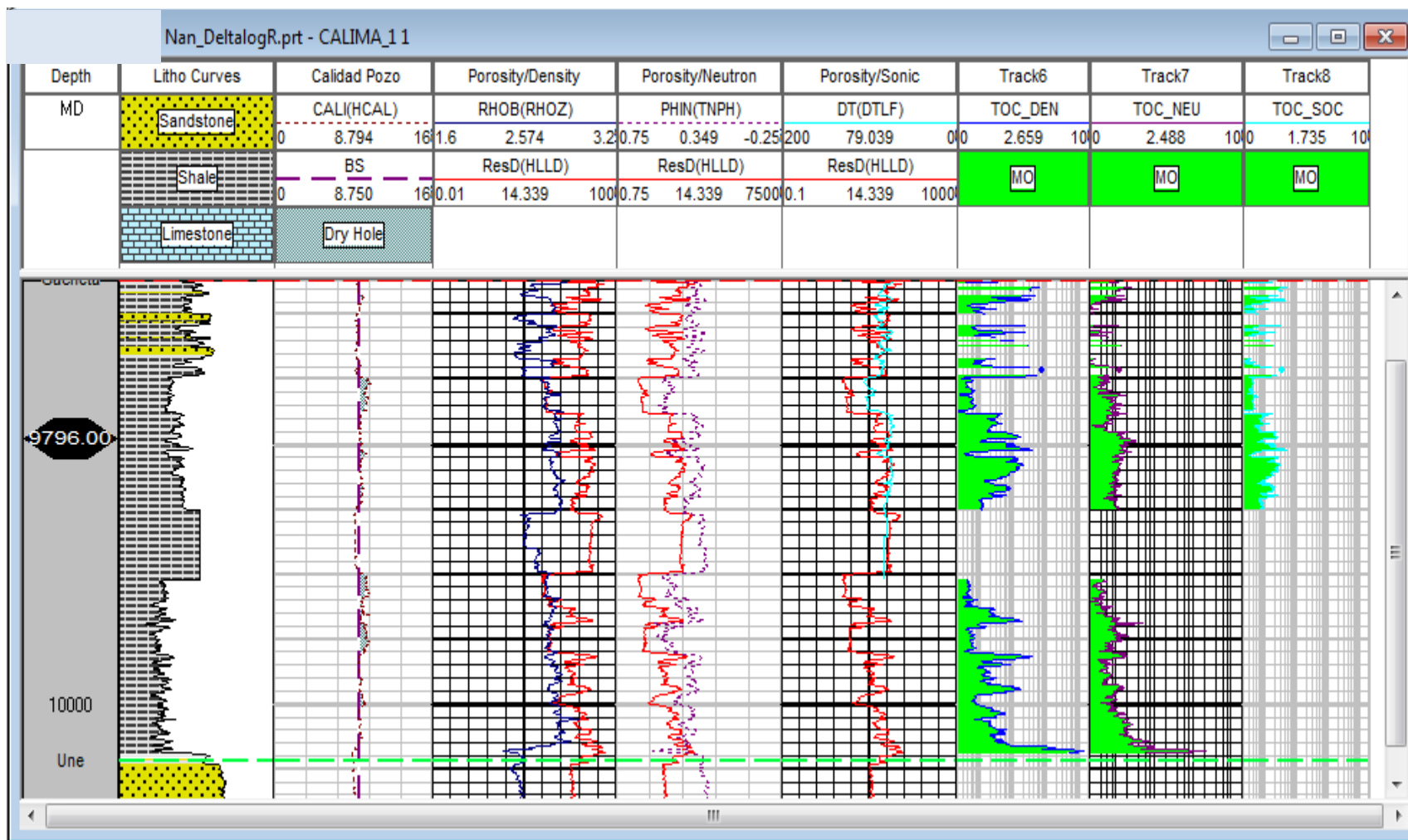
Anexo 8. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Quimbaya.



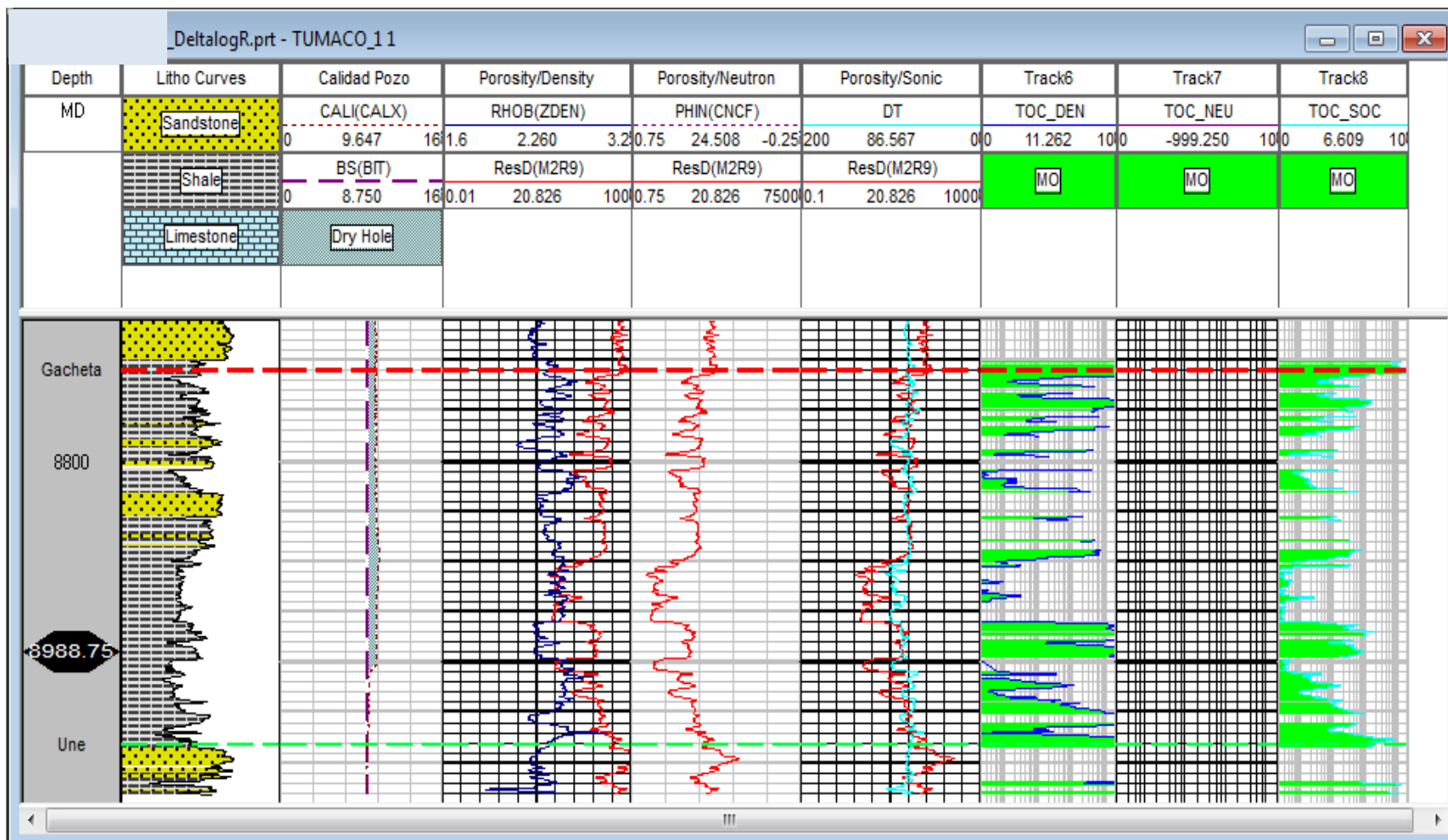
Anexo 9. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Zenues.



Anexo 10. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Calima

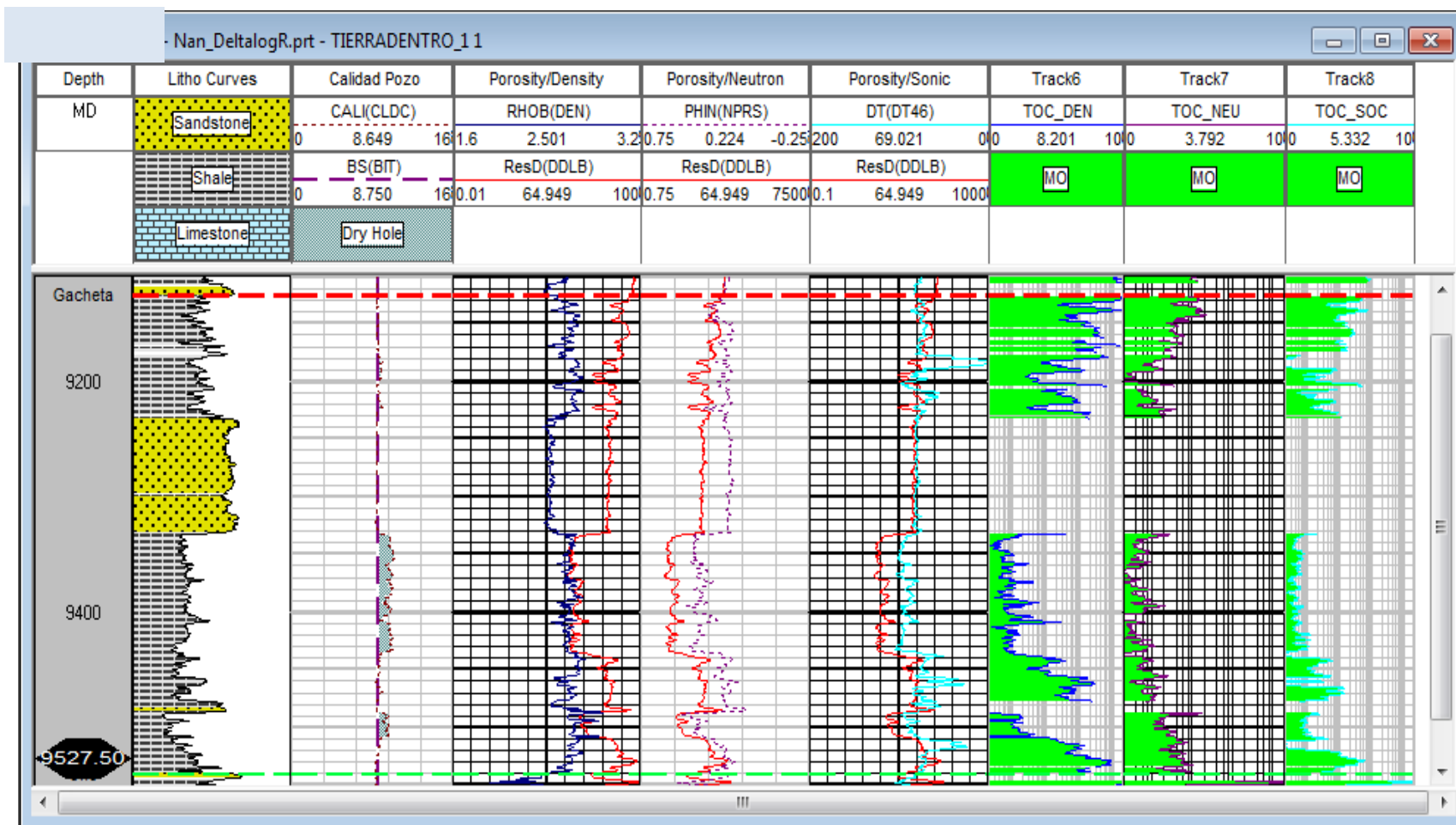


Anexo 11. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Tumaco.

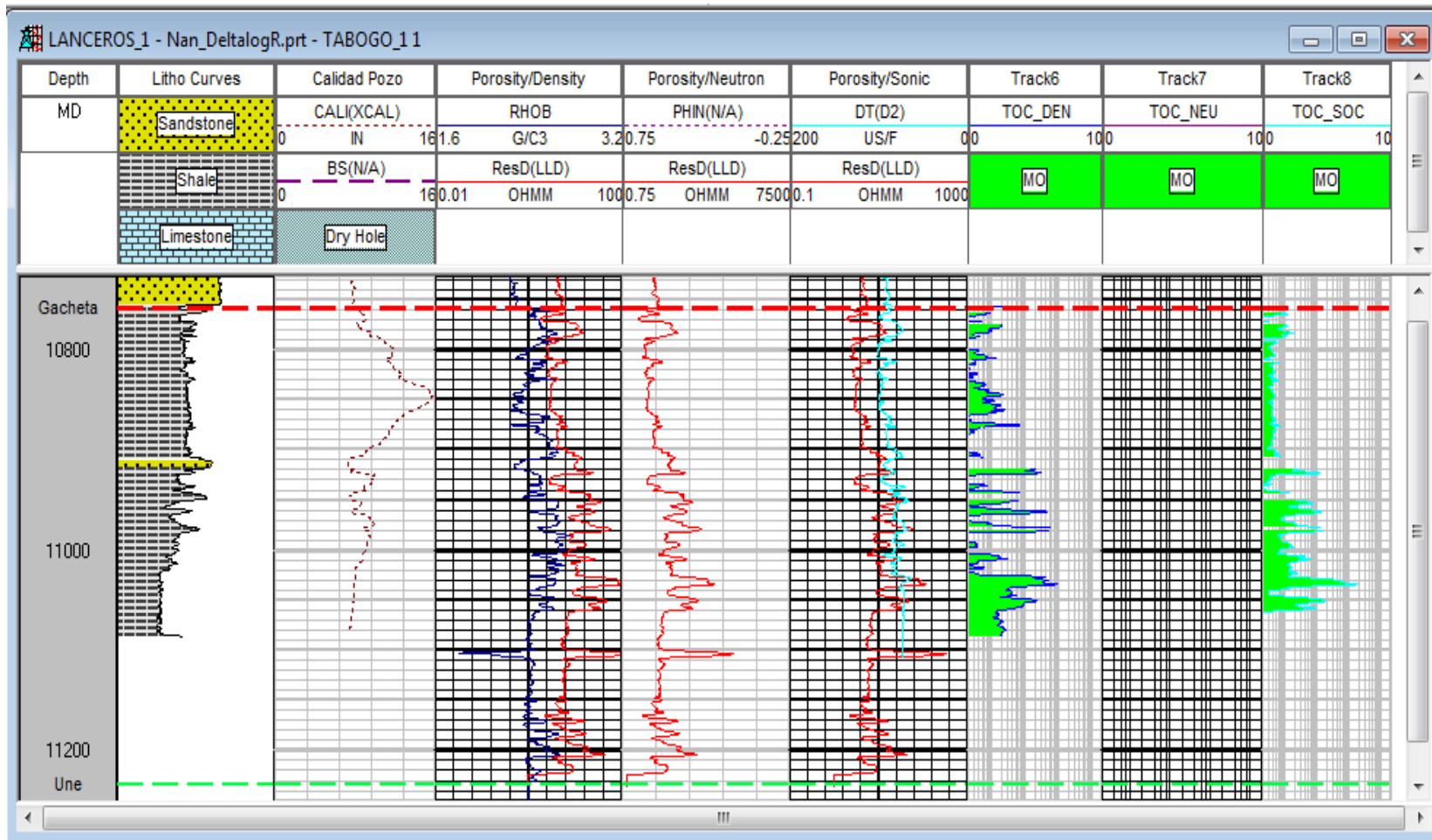


Anexo 12. Determinación del contenido orgánico

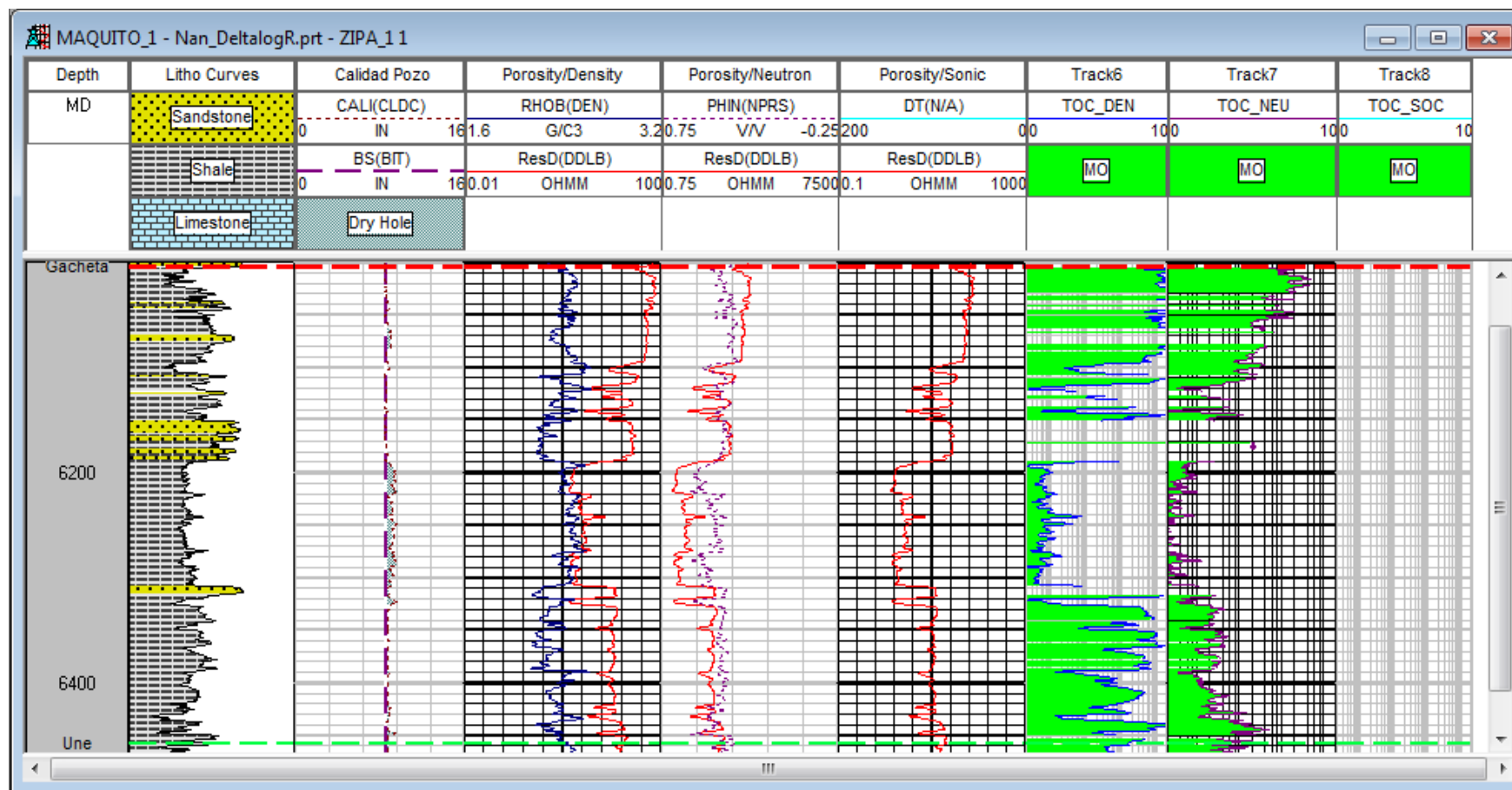
Fm Gachetá Pozo-Tierradentro



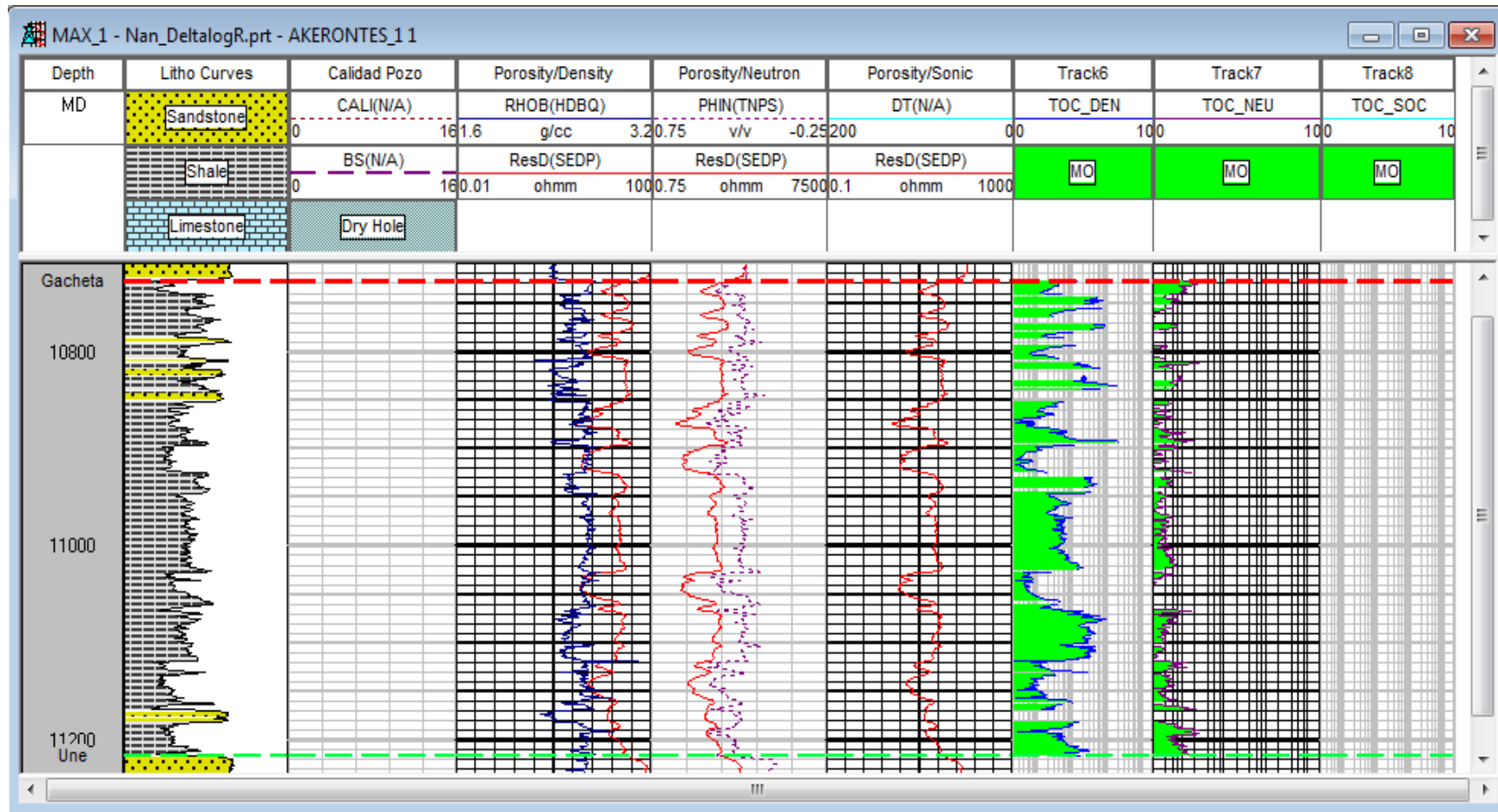
Anexo 13. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Tabogo.



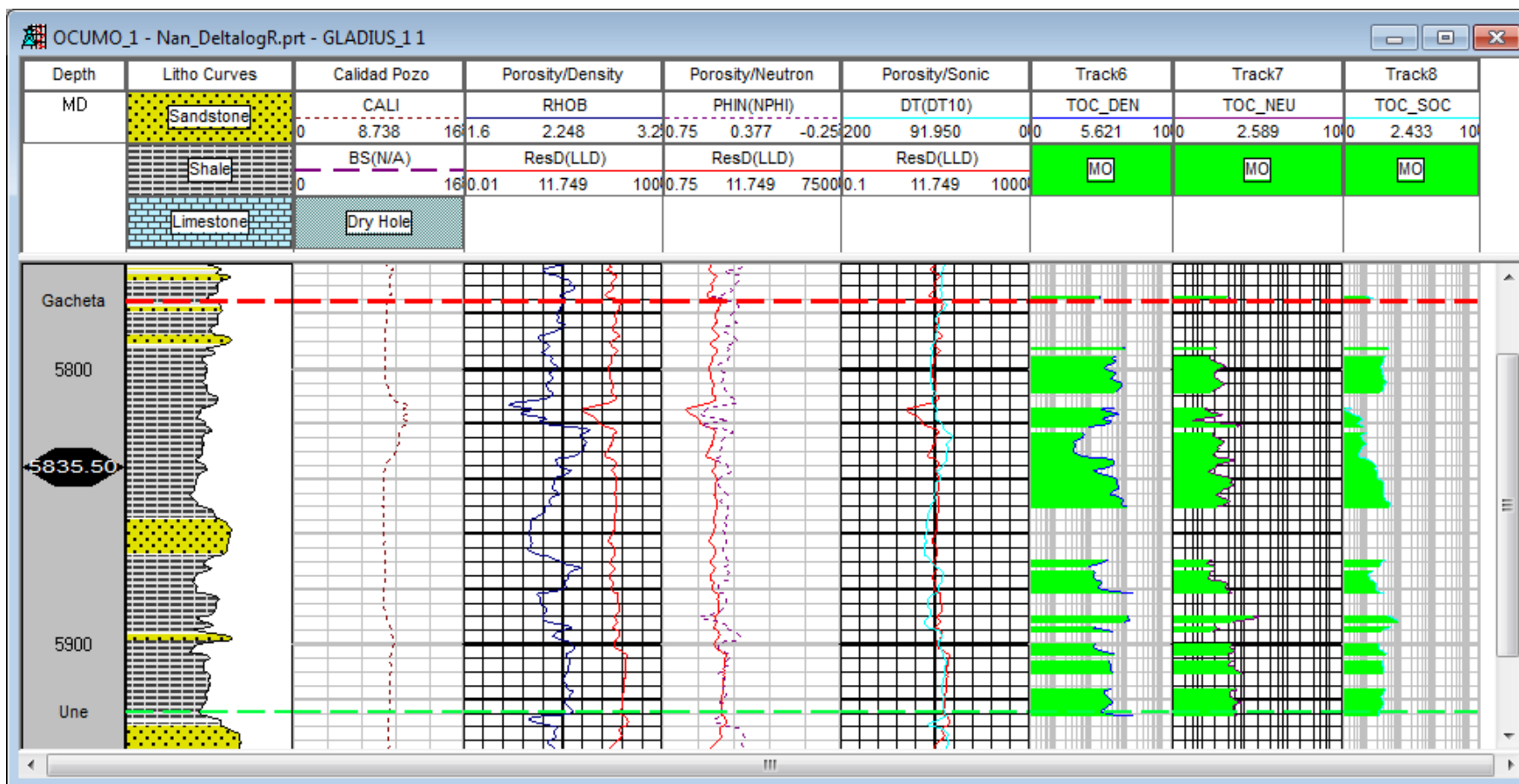
Anexo 14. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Zipa.



Anexo 15. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Akerontes.



Anexo 16. Determinación del contenido orgánico Fm Gachetá Pozo-Gladius.



Anexo 17. Explotación de hidrocarburos no convencionales en Colombia.

Aun considerando todos los éxitos en el negocio de los no convencionales tipo shale gas/oil, es sorprendente conocer que la viabilidad de estos “plays” es muy poco conocida. La Agencia Nacional de Energías ha publicado que para mantener la producción de 1 millón de barriles por día en el famoso yacimiento de Bakken, es necesario perforar 2,500 nuevos pozos. Nathan Meehan (AAPG, Explorer, July, 2014), recalca la dificultad que tienen los operadores para identificar rápidamente los prospectos con recursos, o la parte de ellos que puedan ser comerciales. Como ejemplo, indica que una tercera parte o más de los pozos perforados en áreas comerciales, no son rentables, y que aun en los pozos exitosos, más del 30% de las zonas fracturadas no son productoras. Es esencial entender estos yacimientos a través de su caracterización, la cual es sustancialmente diferente de la caracterización de los yacimientos convencionales. El fracturamiento hidráulico, al igual que las variables geomecánicas son determinantes a la hora de caracterizar estos yacimientos. Adicionalmente se hace necesaria la adquisición de datos más allá del área de influencia de los pozos. A diferencia de los yacimientos convencionales, los cuales se pueden modelar de manera exitosa en la mayoría de los casos, en los no convencionales, no es tan sencillo, pues ni el contenido de materia orgánica, ni su susceptibilidad a los fracturamientos hidráulicos pueden ser interpretados con las ecuaciones de Darcy o del Balance de Materiales. Los factores que determinan el éxito de los pozos no tienen relaciones sencillas: variables geomecánicas, las distribuciones de las fracturas naturales, de los esfuerzos de cizalla críticos, su distribución más allá del pozo, etc. Los operadores tratan de implementar tecnologías que permitan medir las fallas y fracturas que no interceptan los pozos. Estas tecnologías serán necesarias para garantizar las operaciones exitosas en estos yacimientos. El fracturamiento hidráulico, que se ha convertido en una tecnología necesaria para la explotación de estos yacimientos, requiere identificación de las zonas a fracturar y diseño. Los operadores hoy pueden escoger hacer fracturamientos convencionales, “slick water fracs” o

híbridos, pero siempre hacen un mismo tipo de fracturamiento en todas las zonas del pozo que normalmente hoy pueden ser del orden de 35, ignorando la variabilidad de estos yacimientos a lo largo del pozo que requerirían diferentes tipos de fracturamiento. Desafortunadamente la industria hoy no posee las herramientas necesarias para entender las variaciones de pozo a pozo o a lo largo del mismo pozo, que permita predecir el comportamiento de producción. Solo para citar un ejemplo, existe mucha polémica acerca de la importancia de los efectos de cizalla y desplazamientos, originados por los fracturamientos sobre las fracturas naturales. Ni siquiera la microsísmica ha sido útil para identificar los cambios en permeabilidad que resultan más allá de las superficies de las fracturas hidráulicas. Algunos investigadores consideran que esta es la clave para identificar y entender los codiciados —sweet spots”: el incremento de la permeabilidad en la matriz de la roca como consecuencia del fracturamiento hidráulico. Desafortunadamente los operadores no están adquiriendo la información necesaria para entender las variables que determinan el éxito comercial de los pozos. La realidad de este tipo de yacimientos en los Estados Unidos, único lugar del mundo donde son explotados comercialmente a gran escala, es que solamente una pequeña parte de los operadores son exitosos: si bien, en promedio, cada área no convencional en Estados Unidos tiene 100 operadores, únicamente 6 de ellos obtienen la mitad de la producción del área; el resto de los operadores, la gran mayoría, solamente obtienen producciones marginales (Meehan 2014). Y esto se relaciona directamente con la inhabilidad de los operadores para identificar los —sweet spots”.

Esta realidad tecnológica, afecta de manera adversa las posibilidades de éxito de un proyecto de esta naturaleza, no solamente en Colombia sino en cualquier parte por fuera de los Estados Unidos. Estos proyectos, con muy altos niveles de riesgo e incertidumbre, requieren de compañías muy sólidas técnica y financieramente, de una gran infraestructura de servicios y facilidades, abundantes recursos hídricos para los fracturamientos, y el compromiso de los gobiernos, las comunidades y las entidades ambientales. Por esta razón, solamente en Estados Unidos y Canadá, estos proyectos

han sido exitosos, aunque no para la mayoría de las compañías que los han emprendido, como se mencionó anteriormente. Colombia no es la excepción a la realidad de estos proyectos. Se han abierto altas expectativas acerca del potencial de los yacimientos no convencionales, para compensar los bajos volúmenes de reservas que posee el país.

La capacidad operativa existente en el país es insuficiente para el desarrollo de estos proyectos, se requieren más de 20 unidades de fracturamiento que actualmente ninguna compañía de servicios tiene en el país, y cuya importación requeriría de esfuerzos financieros y legales incalculables. Los costos de los servicios petroleros en Colombia tampoco son favorables para la ejecución de estos proyectos, entre éstos, la perforación de pozos horizontales y los fracturamientos hidráulicos. El siguiente análisis simplificado ilustra la complejidad de un proyecto de esta naturaleza en Colombia. En Estados Unidos, las reservas de un pozo promedio en este tipo de yacimientos es de 2 GPCG (gigapies cúbicos de gas) o 2 BPCG (billones de pies cúbicos de gas en el sistema norteamericano), en un periodo de 10 años. En Colombia un pozo promedio tiene los siguientes costos: costo de perforación (pozo a 8,000 pies): US \$ 10 millones; Fracturamiento: US\$ 3 millones (costo estimado, pues no existen antecedentes en Colombia); costo de producción: US\$ 2 millones. Las reservas del pozo podrían venderse en US\$ 6 millones, valor inferior al costo de la inversión. Lo anterior sin considerar costos de construcción de facilidades, de transporte, comercialización o impuestos.

Otro factor que impulsó el desarrollo de estos yacimientos en los estados Unidos, fue el apoyo decidido del gobierno, mediante incentivos fiscales y la financiación de proyectos de investigación que permitieron desarrollar todas las tecnologías y procedimientos que hicieron rentables la explotación de gas, y petróleo posteriormente, a partir de los shales. Este proceso inició en los años setentas, y hacia finales de del siglo XX, estos yacimientos ya producían 380 GPCG anualmente. La Agencia de Información Energética estima las reservas de gas de los Estados Unidos en 2552 (TGPC) (tirapiés cúbicos de gas), de los cuales 827 TPCG corresponden a los shale gas (Breyer, J.A.,

2012, in J. A. Breyer, ed., Shale reservoirs—Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97). En Colombia, este proceso de apoyo a la industria petrolera de los no convencionales, no ha iniciado, y por el contrario, las reformas tributarias tienden a desestimular las inversiones en el sector petrolero. Capítulo aparte, merecerían las posiciones opositoras al desarrollo de estos recursos, por parte de las organizaciones ambientales.

La conclusión lógica, después de lo expuesto anteriormente, parece ser que en la actualidad (la fecha de este reporte), el desarrollo de los recursos de hidrocarburos no convencionales tipo shale gas/oil, no es viable en el país, mientras las actuales condiciones operativas, fiscales, legislativas y ambientales prevalezcan.